



Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida

Soluções Energéticas para a Amazônia



Eduardo José Fagundes Barreto
(Coordenador)

Gonçalo Rendeiro
Manoel Nogueira



Gonçalo Rendeiro
Manoel Fernandes Martins Nogueira
Augusto César de Mendonça Brasil
Daniel Onofre de Almeida Cruz
Danielle Regina da Silva Guerra
Emanuel Negrão Macêdo
Jorge de Araújo Ichihara

COMBUSTÃO E GASIFICAÇÃO DE BIOMASSA SÓLIDA
Soluções Energéticas para a Amazônia

1ª Edição
Brasília
Ministério de Minas e Energia
2008

1 Caracterização da Geração de Energia Elétrica na Amazônia

Danielle R.S. Guerra e Manoel Fernandes Martins Nogueira

1.1 INTRODUÇÃO

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema de dimensões continentais que liga as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

O sistema é hidrotérmico de grande porte com a característica de possuir forte predominância de usinas hidrelétricas com múltiplos proprietários estatais e privados. O sistema elétrico brasileiro é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte. A conexão de empresas entre as várias regiões formam um sistema de coordenação e controle, que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, conhecido por Sistema Interligado Nacional – SIN. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados.

O sistema elétrico brasileiro é dividido em dois grandes subsistemas, além de diversos sistemas isolados.

- ♦ Subsistema Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste (S/ SE/ CO).
- ♦ Subsistema Norte/ Nordeste (N/ NE).
- ♦ Sistemas isolados do Norte.

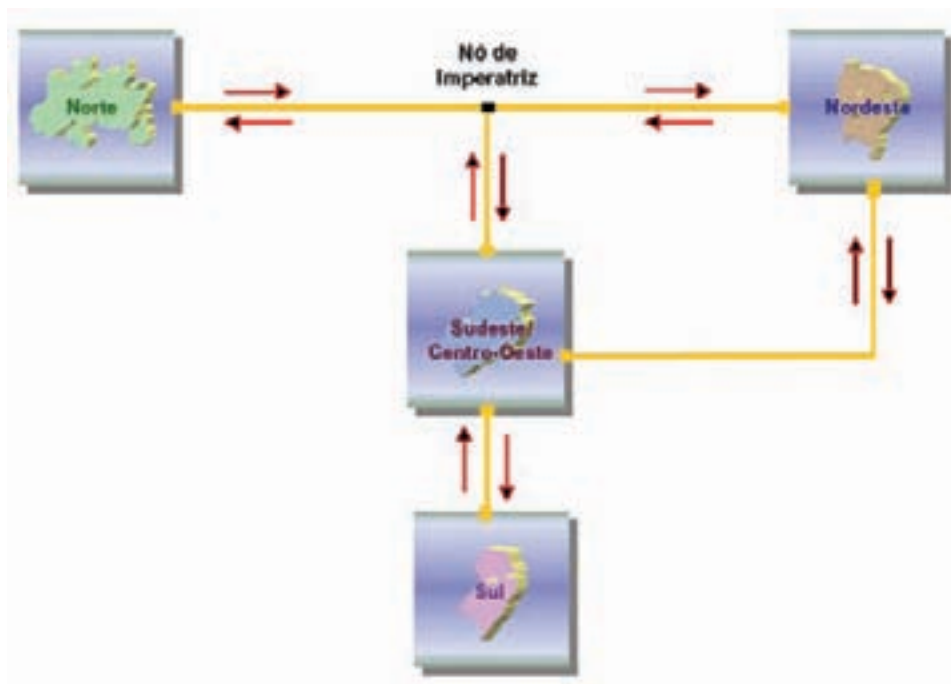


Figura 1.1 – Configuração do SIN. Fonte: RESIN 05/200

A figura 1.1 ilustra a representação dos limites de intercâmbio de energia do SIN. Esta configuração apresenta os subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste-Centro-Oeste e Sul, além do nó fictício de Imperatriz (MA).

1.2 A AMAZÔNIA DO SISTEMA INTERLIGADO

A Amazônia Legal é uma área que engloba nove Estados brasileiros pertencentes à Bacia Amazônica e, conseqüentemente, possuem em seu território trechos da Floresta Amazônica. Com base em análises estruturais e conjunturais, o governo brasileiro, reunindo regiões de idênticos problemas econômicos, políticos e sociais, com o intuito de melhor planejar o desenvolvimento social e econômico da região amazônica, instituiu o conceito de Amazônia Legal.

A atual área de abrangência da Amazônia Legal, figura 1.2 –, corresponde à totalidade dos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima, Tocantins e parte do Estado do Maranhão (a oeste do meridiano de 44° WGr.), e perfazendo uma superfície de aproximadamente 5.217.423 km² correspondente a cerca de 61% do território brasileiro.



Figura 1.2 – Estados que constituem a Amazônia Legal

A Eletronorte, sociedade anônima de economia mista e subsidiária da Eletrobrás, é uma concessionária de serviço público de energia elétrica, que gera e fornece energia elétrica aos nove estados da Amazônia Legal. Por meio do SIN, também fornece energia a compradores das demais regiões do País.

Dos cerca de 24 milhões de habitantes que vivem na Região Amazônica, mais de 15 milhões se beneficiam da energia elétrica gerada pela Eletronorte em suas cinco hidrelétricas: Tucuruí (PA), a maior usina genuinamente brasileira e a quarta do mundo, Coaracy Nunes (AP), Balbina (AM), Samuel (RO) e Curuá-Una (PA), e em parques termelétricos. A potência total instalada é de 9.787 megawatts. A Empresa conta, ainda, com duas subsidiárias integrais: a Boa Vista Energia S.A. e a Manaus Energia S.A.

O Sistema Interligado Brasileiro possui ramificações que fornecem energia elétrica a algumas regiões e/ou Estados, constituindo alguns Subsistemas Elétricos Regionais. Estes subsistemas são divididos em dois grupos:

- ◆ Subsistema Interligado Mato Grosso.
- ◆ Subsistema Interligado Norte.



Figura 1.3 – Integração das Bacias no Sistema Interligado.

Em relação ao Subsistema Interligado Norte, este atende os Estados do Pará, Maranhão e Tocantins, é suprido majoritariamente com a energia gerada pela UHE de Tucuruí. O excedente de energia é transferido para os Subsistemas Nordeste (Chesf) e Sudeste/ Centro Oeste (Furnas) e nos períodos de seca do rio Tocantins, há eventuais fluxos de energia das Regiões Sudeste e Nordeste para a Região Norte figura 1.3.

No Estado do Pará este sistema atende a capital Belém, as regiões do Baixo Tocantins e as regiões nordeste, sudeste, oeste e leste do Estado, via Celpa. A energia consumida pelo Pará é gerada pelas usinas hidrelétricas Tucuruí e Curuá-Una, responsáveis pelo atendimento a mais de 99% do mercado paraense. Tucuruí tem capacidade instalada de 8.370 MW.

No Estado do Maranhão, o Subsistema Interligado Norte atende quase a totalidade do Estado, possui apenas um sistema isolado. O Estado do Tocantins atualmente é totalmente atendido pelo SIN através do Subsistema Norte e pelo Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste.

1.3 A AMAZÔNIA DO SISTEMA ISOLADO

Os Sistemas Isolados da Região Norte atendem uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja, aproximadamente 1,3 milhões de consumidores.

Os Sistemas Isolados estão localizados nas capitais da Região Norte, exceto Belém, e no interior dos Estados dessa região. Estes últimos caracterizam-se basicamente pelo grande número de pequenas unidades geradoras a óleo diesel e pela grande dificuldade de logística de abastecimento. Segundo dados do GTON, no início de 2008, existiam em operação na região amazônica 277 sistemas isolados autorizados pela ANEEL, totalizando 1267 unidades geradoras e 3.068 MW de potência nominal instalada. Tabela 1.1, Tabela 1.2 e Tabela 1.3.

Estado	Concessionária	Nº de Unidades (2008)	Potência Nominal (MW)
ACRE	ELETRONORTE	24	94,4
	ELETROACRE	78	44,2
AMAPÁ	ELETRONORTE	39	178,1
	CEA	13	17,6
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	103	1.332,1
	CEAM	435	358,8
PARÁ	CELPA	151	101,5
	JARI CELULOSE	13	70,6
RONDÔNIA	ELETRONORTE	12	614,1
	CERON	161	106,0
RORAIMA	BOA VISTA ENERGIA	03	62,0
	CER	75	22,6
MARANHÃO	CEMAR	03	0,9
MATO GROSSO	CEMAT	157	65,1
Total Parque Térmico		1267	3068,0

Tabela 1.1 – Sistemas Isolados da Amazônia (GTON Plano de Operação 2008)

Geração Térmica (MW médio)		
Geração Térmica por Tipo de Combustível	Verificado em 2007	Plano 2008
Total de Geração Térmica a Combustível (óleos: Diesel, PTE, combustível, PGE)	936,2	1.107,0
Total de Geração Térmica a Vapor	65,4	70,9
Total de Geração Térmica a Biomassa	4,3	5,5
Total	1.005,9	1.183,4

Tabela 1.2 – Previsão de Geração Térmica – Verificada em 2007 × Plano 2008 (Fonte: Plano de Operação 2008- Sistemas Isolados – GTON)

Estado	Concessionária	Nº de Unidades (2008)		Potência Nominal (MW)	
		UHE	PCH	UHE	PCH
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	05	-	250,0	-
RONDÔNIA	ELETRONORTE	05	-	216,0	-
	CERON	-	29	-	96,0
RORAIMA	CER	-	02	-	5,0
AMAPÁ	ELETRONORTE	03	-	78,0	-
PARÁ	CELPA	-	06	-	40,0
	ELETRONORTE	28	-	8.400,3	-
MATO GROSSO	CEMAT	-	03	-	2,7
Total Parque Hidráulico		41	40	8944,3	143,7

Tabela 1.3 – Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2008 – Parque Gerador Hidráulico.

Os sistemas isolados mais importantes, do ponto de vista da dimensão do consumo, são os que atendem às capitais Manaus, Porto Velho, Macapá, Rio Branco e Boa Vista. Nos sistemas de

Manaus, Porto Velho e Macapá, a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos. Em Rio Branco, o atendimento era puramente térmico, situação que foi alterada ao final de 2002, com a interligação, em 230 kV, ao sistema de Porto Velho. O sistema que atende Boa Vista e parte do interior do Estado de Roraima passou a ser suprido, a partir de julho de 2001, com importação de energia da Venezuela, por meio de uma interligação, em 230 kV, com o sistema da hidrelétrica de Guri, naquele país vizinho.

A grande maioria dos sistemas do interior destes Estados é suprida por unidades diesel elétricas de pequeno porte. Contudo, existe, também, um parque hidrelétrico composto usinas e grande e médio porte, 41 turbinas totalizando 8.944 MW e por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), totalizando cerca de 144 MW de potência instalada em 40 usinas nos Estados de Rondônia, Roraima, Pará e Mato Grosso, Tabela 1.3

Os principais agentes que operam nos sistemas elétricos isolados do País são a Eletronorte, a Eletrobrás, os governos dos Estados do Amapá e Roraima e alguns produtores independentes. A Eletronorte é controladora das subsidiárias Manaus Energia (Mesa), responsável por 89,5% da energia distribuída no Estado do Amazonas (a grande maioria na capital, Manaus) e proprietária da usina hidrelétrica (UHE) Balbina e usinas termelétricas (UTES) Mauá, Aparecida e Electron, e a Boa Vista Energia (Bovesa), que responde por 84% da energia distribuída no Estado de Roraima (essencialmente na capital, Boa Vista).

A Eletronorte é supridora dos sistemas isolados do Amapá, através da UHE Coaracy Nunes e UTE Santana, Roraima, através de importação da empresa venezuelana Edelca e UTE Floresta, Acre, através das UTES Rio Branco e Rio Acre, e Rondônia, através da UHE Samuel e UTE Rio Madeira.

A Eletrobrás é controladora da Eletronorte e das seguintes empresas concessionárias distribuidoras federalizadas que operam em sistemas isolados: Companhia Energética do Amazonas (Ceam), Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron) e Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre). A Ceam é suprida parcialmente pela Mesa e possui pequenas centrais termelétricas (PCTs). A Ceron possui PCHs e PCTs.

Os governos dos Estados do Amapá e Roraima são controladores da Companhia de Eletricidade do Amapá (Cea) e Companhia de Eletricidade de Roraima (Cer), respectivamente. A Cer é suprida parcialmente pela Bovesa.

Os principais produtores independentes de energia (PIEs) que suprem os sistemas isolados possuem as seguintes usinas:

- ♦ UTES El Paso Amazonas, El Paso Rio Negro e BK, no Estado do Amazonas;
- ♦ UTES Termonorte I e II, no Estado de Rondônia;
- ♦ UTE Barro Vermelho, no Estado do Acre.

O produtor independente Guascor supre diversas localidades no interior dos Estados de Rondônia, Acre e Pará, enquanto que o produtor independente Rovema atende a localidades no interior de Rondônia.

A previsão de geração térmica para as usinas dos Sistemas Isolados prognosticada pelo GTON em seu Plano de Operação de 2008 totaliza uma potência nominal de 9.710 GWh. O plano decenal de expansão de energia no horizonte de 2007 a 2016 prevê que os sistemas isolados terão um crescimento de consumo entre 7,8 e 8,3% ao ano, superior ao crescimento de consumo entre 4,9 e 5,4% ao ano previsto para as regiões atendidas pelo sistema interligado.

Na maioria das capitais dos estados amazônicos a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos. No interior, os sistemas isolados são atendidos majoritariamente por unidades

diesel elétricas de pequeno porte.

Os sistemas que atendem as capitais Manaus, Porto Velho, Rio Branco, Macapá e Boa Vista representam cerca de 81% do mercado total dos sistemas isolados da Amazônia.

1.4 LÓGICA OPERACIONAL DOS SISTEMAS ISOLADOS

Conforme descrita acima, a geração de eletricidade nos sistemas isolados é majoritariamente térmica e o combustível utilizado é o óleo diesel. Duas são as causas disso: a simplicidade de instalação, operação e manutenção dos grupos geradores a diesel e o subsídio governamental ao combustível denominado “Conta de Consumo de Combustível para os sistemas isolados”, CCC-Isol, ou simplesmente CCC.

1.4.1 Simplicidade de Instalação, Operação e Manutenção

Grupos geradores térmicos a diesel podem ser instalados rapidamente e têm um custo de instalação pequeno quando comparado com geração a biomassa (R\$650/kW para diesel contra R\$1600/kW para biomassa). O tempo entre aquisição e operação varia entre 4 a 8 meses dependendo da potência e pode ser adquirido desde a potência de 7,5 kVA até 1 MVA.

Esses sistemas requerem uma pequena quantidade de operadores, podendo até ser integralmente automatizadas, sendo controladas remotamente. Possuem flexibilidade para acompanhar as variações das cargas, podem operar por longos períodos de tempo continuamente, fazendo com as exigências de DEC e FEC da ANEEL sejam atendidas.

A manutenção desses sistemas é dominada na região e existem fabricantes no Brasil. Isso tem por consequência disponibilidade de peças de reposição e pessoal qualificado para executar os serviços.

A principal desvantagem da geração com combustível fóssil reside no custo da geração. A geração com diesel mais barata na Amazônia custa R\$700/MWh (R\$600,00/MWh somente de combustível), mas é muito comum encontrar custo de geração entre 900 e 1100 R\$/MWh e eventualmente custos de 1300 R\$/MWh. Além disso, a geração térmica fóssil, pela sua própria natureza, não está envolvida na economia local, pois não adquire produtos no local em que está instalada e retira recursos financeiros da economia local. Ela produz poucos empregos e esses empregos são qualificados, exigindo a contratação de pessoal de fora da localidade. Geralmente é um enclave tecnológico desvinculado do meio que está instalado gerando tensões econômicas e sociais, chegando ao ponto de serem dilapidadas pelas coletividades que deveriam atender. Essas centrais provocam um forte impacto ambiental. Um motor diesel lança 220 kgC/MWh (220 quilos de carbono por hora de operação para cada MW gerado pelo motor) na atmosfera. O seu lubrificante usado, como possui altos teores de metais, é um contaminante, e seu manuseio é regulado pelo CONAMA. Finalmente, o suprimento de diesel é transportado na região amazônica por rios e estradas, e acidentes nos transportes acontecem, provocando vazamento de combustível que contamina rios e florestas.

Os aspectos negativos (custo de operação e meio-ambiente) igualam ou superam os aspectos positivos (custo de instalação e flexibilidade), mas um subsídio governamental dá atratividade econômica para o uso de combustíveis fósseis: a conta de consumo de combustível.

1.4.2 Conta de Consumo de Combustível para os sistemas isolados, CCC-Isol

O mecanismo da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC – foi criado pelo Decreto nº 73.102/73, que regulamentou a Lei nº 5.899/73 (Lei de Itaipu) para atender as necessidades dos sistemas interligados. A CCC é uma conta cuja arrecadação é usada para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis (menos a Tarifa de Energia Hidráulica; o subsídio é de aproximadamente 90% do valor do óleo diesel, por exemplo) para geração termelétrica para o consumo público nos sistemas Interligado e Isolado. A Conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do País. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua cota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela ANEEL. O valor da cota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.

A Eletrobrás é a gestora da conta CCC. Ela é responsável pela aquisição e entrega do óleo combustível em cada unidade geradora. Ela também é responsável pelo acompanhamento da eficiência do uso do combustível através do GTON, Grupo Técnico Operacional da Região Norte. A CCC usa como limite superior de pagamento o consumo específico do motor de 0,3 l/kWh. O custo do consumo acima desse limite é arcado pela concessionária proprietária do motor.

São recolhedores da CCC-ISOL todos os Agentes de Distribuição que atendem ao consumidor final, na proporção de seu mercado, bem como os Agentes de Transmissão. A composição e o gerenciamento da CCC são determinados pela Resolução ANEEL nº 350/1999 e seu custo é um dos componentes da “Parcela A” na Tarifa de Energia. Os valores anuais da CCC estão na figura 1.2.

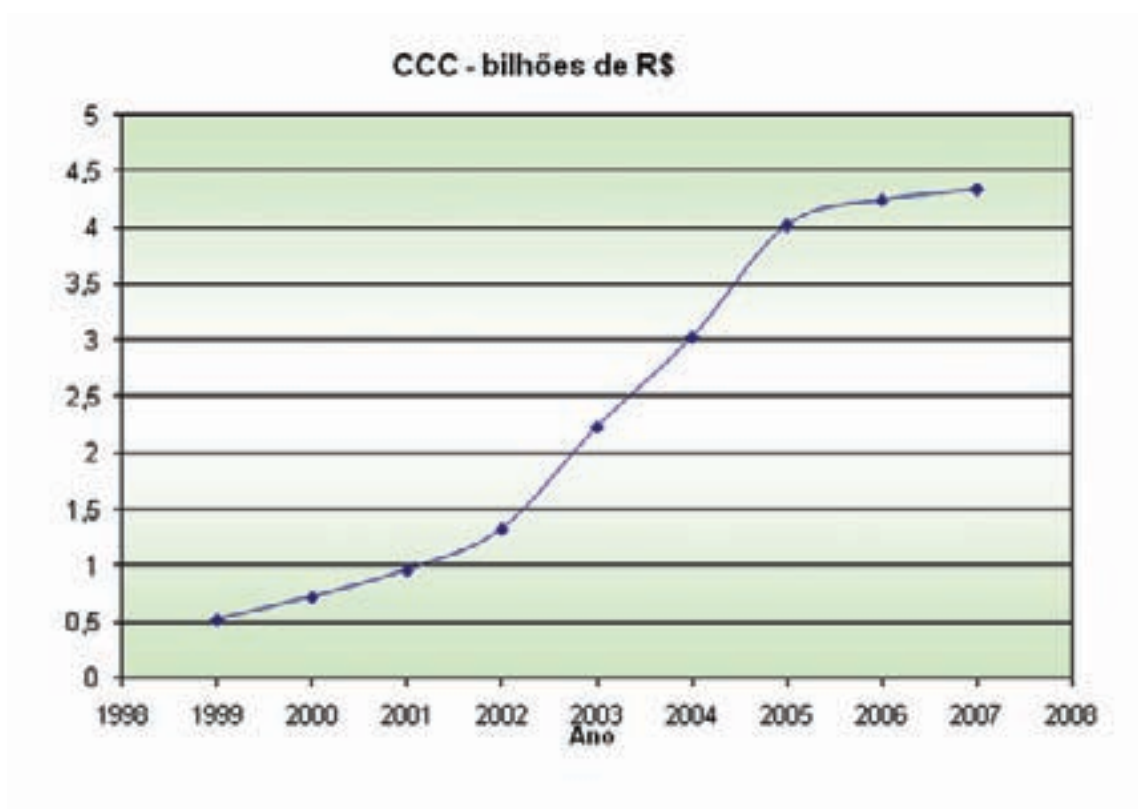


Figura 1.4 – Evolução do custo da CCC, fonte ANEEL

Com a escassez cada vez maior dos recursos disponíveis para investimentos no setor elétrico, foi estabelecida a necessidade de abrir a possibilidade de entrada de recursos privados, principalmente na geração de energia elétrica. Surge a Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995, a qual possibilitou a operação dos Produtores Independentes de Energia – PIE, estando estes sujeitos a regras operacionais e comerciais próprias.

A Lei nº 10.438 ampliou o prazo para o término do benefício da CCC nos sistemas isolados para 2022.

1.5 SUB-ROGAÇÃO DA CCC – ISOL

Em 2002, a Lei nº 10.438 de 22 de abril determinou que qualquer empreendimento que promova a substituição de derivados de petróleo ou que permita a redução do dispêndio da CCC-ISOL fará jus à sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC.

A sub-rogação paga por 75% do custo de investimento de pequenas centrais hidrelétricas, PCH, centrais eólicas, centrais solares, biomassa (incluindo biodiesel) e gás natural que venham a substituir ou deslocar a geração elétrica térmica com combustíveis fósseis. Também podem receber a sub-rogação os empreendimentos que reduzam o dispêndio atual e ou futuro da CCC. Neste contexto, o gasoduto Coari-Manaus (desloca a geração diesel/óleo combustível em Manaus), linha de transmissão Tucuruí-Manaus entre outros empreendimentos, podem receber a sub-rogação da CCC. Cabe a ANEEL a regulamentação da concessão da sub-rogação.

O pagamento do benefício inicia após o empreendimento entrar em operação (ou autorização da ANEEL) e faz pagamentos mensais proporcionais à quantidade de energia fóssil deslocada utilizando a equação(1.1).

$$V_i = \text{Energia medida} \cdot K \cdot (1000 \cdot \text{CoEs} \cdot \text{PC} - \text{TEH}) \quad (\text{equação 1.1})$$

Onde V_i é o valor mensal a ser pago; Energia Medida é a quantidade de energia gerada no mês pelo empreendimento que deslocou o consumo de combustível fóssil que provocou a redução do encargo da CCC; K é um coeficiente de incentivo à aceleração da entrada do empreendimento ($K=0,9$ se entrada até 2009, se entrada antes de 2009 $K=0,7$ e se entrada após 2014 $K=0,5$); CoEs é o consumo específico máximo dos motores que a CCC paga o combustível = $0,3 \text{ l/kWh}$; PC é o Preço do Combustível deslocado; TEH = Tarifa de Energia Hidráulica = $63,14 \text{ R\$/MWh}$ em 2008.

O valor da sub-rogação é limitado a 75% do valor do investimento do projeto. Exceto para empreendimentos de transmissão e distribuição que terão direito a reembolso de 100% do investimento. Para saber o valor desse limite, o empreendedor deve submeter à ANEEL a planilha de custos do empreendimento. Em 2008, o GTON prevê pagar de sub-rogação R\$158 milhões, ou seja, 4,2% do valor previsto para a CCC em 2008.

Desde 2001, 36 empreendimentos tiveram autorizados pela ANEEL o direito de receber a sub-rogação da CCC: 15 PCHs, 8 linhas de transmissão, 1 linha de distribuição, 3 reforços de rede, 4 sub-estações, 1 usina termoeétrica a biomassa e 4 eficientizações de unidades termoeétricas.

1.6 CENTRAIS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA NA AMAZÔNIA

Somente uma usina de biomassa solicitou sub-rogação da CCC (Usina de Itacoatiara, AM). O motivo disso são dois fatores: o desconhecimento da tecnologia e a disponibilidade de biomassa.

A tecnologia de centrais térmicas a biomassa ainda não foi absorvida pelas concessionárias do setor elétrico da região Norte e ela está entrando na nessa região via iniciativa privada para uso próprio. Somente a usina de Itacoatiara fornece para a concessionária de distribuição. Isso justifica a pequena quantidade de solicitações de sub-rogação. Na Tabela 1.4 abaixo está uma lista de UTE a biomassa operando na região Norte em 2007.

Propriedade	Local de Instalação	Potência (MW)
BK Energia São José do Rio Claro S.A.	Itacoatiara-AM	9,0
Maggi Energia S.A.	Itacoatiara-AM	5,0
Tramontina Belém S.A.	Belém-PA	1,5
Pampa Exportações Ltda.	Belém-PA	0,4
Floraplac Industrial Ltda.	Paragominas -PA	1,25
Nordisk Timber Ltda.	Belém-PA	0,2
Intel Ltda.	Breves-PA	0,7
Madenorte S.A.	Breves-PA	3,0
Serraria Nova Conceição Ltda.	Tomé-Açú-PA	1,0

Tabela 1.4 Centrais térmicas a biomassa em operação na região amazônica em 2007.

A disponibilidade de resíduo de biomassa também é um fator restritivo. Esse material é produzido por um ente privado e, conseqüentemente, requer aquisição por parte do proprietário da usina térmica. Como será descrito nos capítulos desse livro, o valor do resíduo de biomassa não é economicamente viável se transportado por longas distâncias. Isso implica que a central precisa ficar próxima da geração de resíduos e que sua potência deve ser compatível com o volume de resíduos disponíveis. Finalmente, esses precisam ter uma origem legal, ou seja, não podem ser originários de desmatamento ilegal ou de procedência incerta. Todos esses restritivos são superáveis se previamente enfrentados pelo empreendedor.

A implantação de uma central a biomassa na Amazônia requer um planejamento de toda a cadeia produtiva da biomassa: sua produção, transporte, preparação para transformá-la em combustível, alimentação da usina de biomassa, conversão da biomassa em eletricidade, conexão à rede para distribuição e finalmente a comercialização dessa energia. Uma central desse tipo só será atrativa ao empreendedor e à região se ela tiver os mesmos atrativos que uma central térmica a combustíveis fósseis e não possuir seus problemas. A central térmica a biomassa, com a ajuda da legislação vigente, é capaz de fazer isso.

Como descrito acima, o primeiro óbice é o preço de instalação da central a biomassa, a qual é 2,5 vezes mais cara que a de uma usina a diesel. Com a sub-rogação da CCC, o custo da central de biomassa se torna aproximadamente metade do custo da central diesel. Obviamente que é preciso que o empreendedor tenha o recurso financeiro total para central e a sub-rogação virá posteriormente para pagar os 75% do investimento, mas o mercado financeiro brasileiro possui opções para financiar empreendimentos desse tipo e porte.

Quanto aos aspectos ambientais, uma central a biomassa possui balanço de carbono lançado na atmosfera muito menor que a das centrais com combustíveis fósseis, pois somente o carbono lançado devido ao transporte da biomassa, que é feito com óleo diesel, é adicionado na atmosfera. O restante é recirculado durante a produção da biomassa, pois biomassa vegetal é um combustível renovável. Essas centrais também possuem capacidade de resolver o problema ambiental dos passivos de resíduos vegetais que são abandonados ou queimados a céu aberto.

Quanto aos aspectos sócio-econômicos, centrais a biomassa tem a capacidade de serem integradas à economia local, pois ela gera mais empregos, diretos e indiretos, que uma central diesel, inclusive com posições menos qualificadas que podem ser ocupadas por pessoal local e movimentada a economia local através da compra e transporte da biomassa.

Finalmente, como será visto no capítulo 6, o custo do kWh gerado tem valor muito inferior ao da geração diesel e inferior ao preço para os consumidores finais de eletricidade das concessionárias. Esse valor não é competitivo com a geração hídrica, mas é competitivo com qualquer outra geração térmica. Essas centrais podem operar por longos períodos de tempo sem interrupção (requer 250 h/ano de parada para manutenção), e atendem as exigências de DEC e FEC da ANEEL.