

4 Curvas de Aversão a Risco

“A Curva de Aversão a Risco é um instrumento de gestão operativa que representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de afluições, intercâmbios inter-regionais e carga e com a geração térmica despachada na base, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período”. [9]

Esse mecanismo foi instaurado no planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir do ano de 2002, logo em seguida ao racionamento de energia elétrica ocorrido na segunda metade do ano de 2001.

Desde o início de sua utilização, por determinação da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica nº 109, de 24 de janeiro de 2002, até os dias de hoje, as CAR são representadas num horizonte bianual.

Para elaboração dessas curvas, devem ser observados diversos parâmetros e variáveis, como por exemplo:

- ✓ Período
- ✓ Afluência
- ✓ Geração térmica
- ✓ Intercâmbios
- ✓ Carga de energia
- ✓ Cronograma de obras de geração

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) elabora as curvas de requisito de armazenamento para cada reservatório equivalente, representado pelos diferentes subsistemas caracterizados no planejamento da operação energética do SIN, a saber Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Tendo este último uma particularidade em que a evolução da curva de armazenamento não representa uma medida de aversão ao risco e sim uma política de operação de forma a maximizar a exportação de energia desse subsistema que possui um comportamento hidrológico muito bem caracterizado, levando, recorrentemente, a vertimentos na UHE Tucuruí durante o período úmido. Portanto, a evolução de valores de armazenamento calculada para esse subsistema específico é chamado de Curva de Operação do Norte (CON) como será visto na seção 4.4.

A frequência de atualização da CAR é anual podendo também ocorrer em um intervalo de tempo menor em caso de ocorrência de algum fato relevante que justifique a necessidade de atualização antecipada como uma alteração significativa da carga ou da oferta de energia.

Atualmente, a premissa de geração térmica para elaboração das CAR considera toda a disponibilidade de oferta de energia proveniente das usinas termoelétricas, programadas e despachadas centralizadamente, presentes no planejamento da operação energética do SIN, mais especificamente as UTE possuidoras de um Custo Variável Unitário (CVU) não nulo. O aumento da oferta térmica acompanha o cronograma previsto de entrada em operação de novas usinas nos dois primeiros anos do horizonte de estudo considerado.

As demais usinas térmicas, com CVU nulo, a saber, usinas a biomassa, como bagaço de cana, cavaco de madeira, entre outros combustíveis, também são consideradas na oferta de geração total junto com as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e usinas eólicas. Esse conjunto de geração composto por esses três tipos de fontes de energia são conhecidos como geração de *pequenas usinas*.

O valores de intercâmbio considerados para a elaboração das curvas são calculados de forma a se distribuir equanimemente os excedentes de energia de um subsistema para os demais do SIN. Os limites de intercâmbio são calculados de acordo com os critérios de segurança vigentes e definidos nos Procedimentos de Rede (PR).

A carga de energia presente no cálculo dos requisitos de armazenamento dos subsistemas é a mesma do Programa Mensal da Operação (PMO) mais recente quando da elaboração das CAR. De acordo com os PR atuais, esta passa a ser a carga elaborada pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o Planejamento Anual da Operação Energética realizado pelo ONS.

4.1. Metodologia de Cálculo da CAR

A CAR é calculada de maneira recursiva, para o horizonte bianual de forma que, ao final do mês de novembro do segundo ano, o requisito de armazenamento da curva seja de 10% da Energia Armazenável Máxima (EAR_{máx}) de determinado subsistema neste período.

$$EAR_{i,t} = EAR_{i,t-1} - RH_{i,t} + EAA_{i,t} \quad (4-1)$$

Onde:

$EAR_{i,t}$: Requisito de armazenamento para o subsistema i no mês t ;

$EAR_{i,t-1}$: Requisito de armazenamento para o subsistema i no mês anterior a t ;

$RH_{i,t}$: Requisito de geração hidráulica do subsistema i no mês t ;

$EAA_{i,t}$: Energia afluyente ao subsistema i ajustada para o mês t de acordo com o armazenamento do mês anterior.

Desconsiderando qualquer tipo de racionalização de energia, o requisito de geração de energia hidráulica para o subsistema i em determinado mês t é obtido através da Equação 4-2.

$$RH_{i,t} = CE_{i,t} + DA_{i,t} + EVP_{i,t} - GND_{i,t} - SUB_{i,t} + PVM_{i,t} - \sum_{k=1}^{TCLISIS_i} DispT_{k,i,t} - \sum_{j \in I} [RE_{j,i,t} + FE_{j,i,t}] \quad (4-2)$$

Onde:

$CE_{i,t}$: Carga de energia;

$DA_{i,t}$: Energia de desvio de água;

$EVP_{i,t}$: Evaporação;

$GND_{i,t}$: Geração prevista das usinas não despachadas centralizadamente (pequenas usinas)

$SUB_{i,t}$: Energia a ser gerada pelas UHEs submotorizadas;

$PVM_{i,t}$: Energia de perdas por enchimento de volume morto;

$TCLISIS_i$: Total de classes térmicas do subsistema i ;

$DispT_{k,i,t}$: Disponibilidade de geração da classe térmica k do subsistema i no mês t ;

I : Conjunto de interligações conectadas ao subsistema i ;

$RE_{j,i,t}$: Recebimento de energia pelo subsistema i através da interligação j no mês t ,

$FE_{j,i,t}$: Fornecimento de energia do subsistema i através da interligação j no mês t .

Tanto para a Equação 4-1 quanto para a Equação 4-2, os limites das variáveis devem ser respeitados como, por exemplo, a $EAR_{i,t}$ não pode ultrapassar a energia armazenável máxima do subsistema i no mês t . Assim como, o requisito de geração hidráulica, em cada mês, deve ser inferior ou igual à capacidade de geração hidráulica máxima do subsistema em questão.

Para a elaboração da Curva de Aversão a Risco da região Sul, além desta metodologia apresentada, são incorporadas considerações adicionais devido a especificidades deste subsistema conforme descrito no Item 4.3.

4.2.

Curva de Aversão a Risco da Região Sudeste/Centro-Oeste

A região Sudeste/Centro-Oeste é a possuidora da maior carga do sistema nacional, assim como da maior capacidade instalada de geração hidrotérmica do SIN. A capacidade de armazenamento de energia do reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste alcança valores da ordem de 200.000 MWméd.

Para a elaboração das curvas de aversão a risco desse subsistema, foram utilizadas, para os requisitos de armazenamento com início nos anos de 2002 a 2007 e no ano de 2009, as médias das 4 piores afluências bianuais verificadas para essa região, a saber, ocorridas nos anos de 1933-1934, 1953-1954, 1954-1955 e 1955-1956. Para os demais anos, foi utilizada como premissa a quarta pior afluência, registrada para o biênio 1933-1934.

A Figura 4.1, abaixo, mostra a evolução das CAR para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

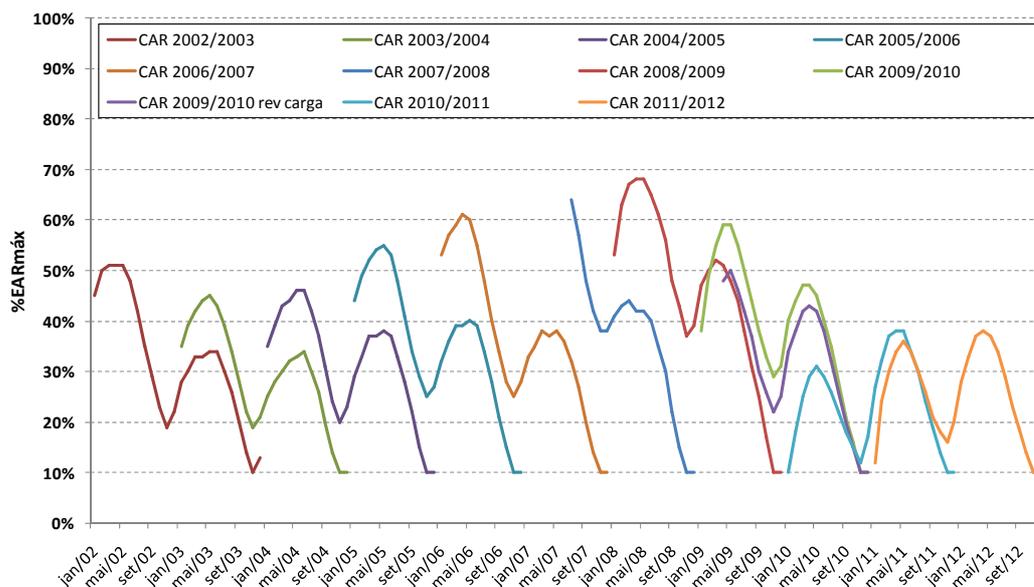


Figura 4.1 – Histórico das Curvas de Aversão a Risco do subsistema SE/CO

Destaca-se que as curvas com os valores de requisitos de armazenamento possuem uma tendência crescente até o ano de 2008 devido ao aumento do mercado de energia sem uma contrapartida equivalente no aumento da oferta de energia e da capacidade de armazenamento da região. No ano de 2006, após a realização de testes de geração simultânea de energia em usinas termoeletricas a gás natural, verificou-se uma indisponibilidade efetiva e significativa de geração de energia, resultando no Termo de Compromisso entre ANEEL e Petrobras para recomposição da oferta de geração. Este fato, também contribuiu para a elevação dos valores da CAR, no ano de 2007, para o qual a curva de armazenamento só foi atualizada em julho devido à indefinição da oferta de energia térmica.

Outro fato relevante foi a crise econômica mundial ocorrida no 2º semestre do ano de 2008. Neste caso, com a retração da economia, houve um decréscimo na carga de energia com a posterior correção das previsões de evolução do mercado, o que, associado ainda a um aumento na capacidade de geração da região, levou a uma inversão na tendência de crescimento.

A Figura 4.2 apresenta a evolução dos armazenamentos verificados para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a partir de janeiro/2000, comparando-os com os valores das CAR vigentes para essa região, considerando, também, as suas devidas revisões.

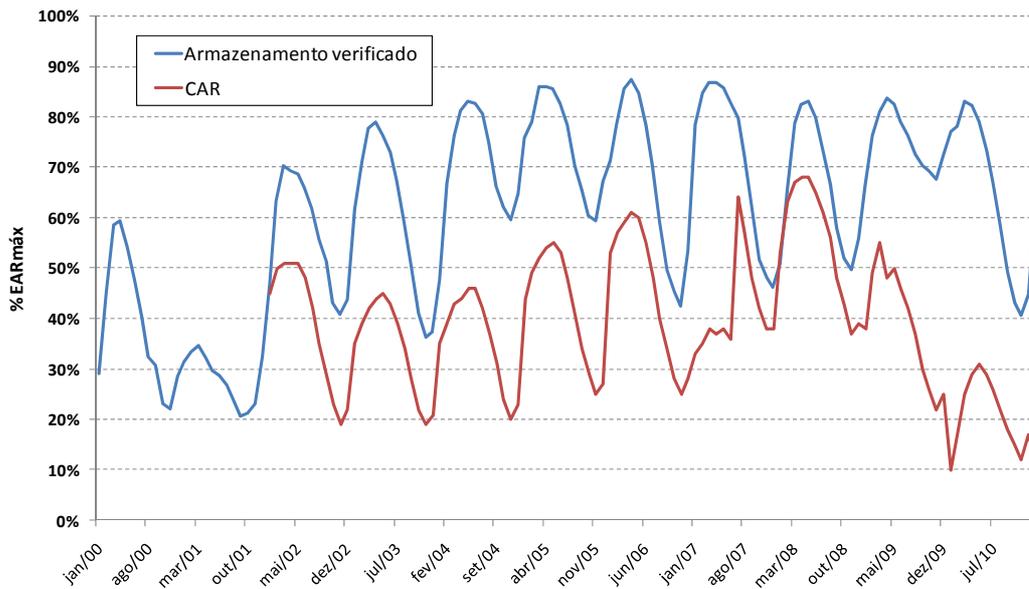


Figura 4.2 – Comparação dos armazenamentos verificados e das CAR para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Observa-se que, após o período de racionamento e a adoção da CAR, essa região teve uma operação bastante confortável em termos de segurança energética. Apenas no início do ano de 2008, quando se configurou um atraso da estação úmida, a energia armazenada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste tangenciou a sua curva de aversão a risco. Porém, com o estabelecimento esperado do período chuvoso, essa situação foi normalizada e o armazenamento do reservatório equivalente voltou a um comportamento parecido com os anos anteriores.

A curva de aversão a risco para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste utilizada nas simulações desta dissertação é apresentada na Figura 4.3 e os seus valores mensais são detalhados na tabela 4.1, a seguir:

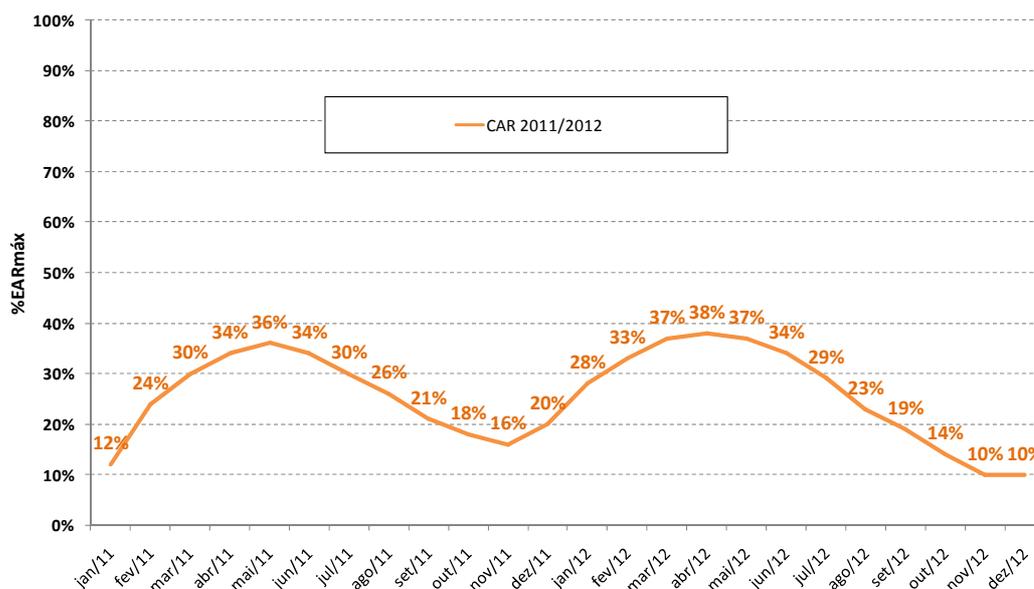


Figura 4.3 – Curva de Aversão a Risco 2011-2012 do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Tabela 4.1 – Curva de Aversão a Risco 2011-2012 do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2011	12%	24%	30%	34%	36%	34%	30%	26%	21%	18%	16%	20%
2012	28%	33%	37%	38%	37%	34%	29%	23%	19%	14%	10%	10%

4.3. Curva de Aversão a Risco da Região Sul

Para elaboração da CAR do Subsistema Sul, são considerados os requisitos de vazão mínima a jusante de aproveitamentos hidroelétricos, por razões ambientais e de uso múltiplo, e as expectativas de gerações mínimas em usinas/bacias, em vista da relevância e prioridade atribuída aos mesmos.

Desta forma, para se considerar essas especificidades do Subsistema Sul na determinação da CAR, levando-se em consideração a distribuição espacial da energia armazenada para o atendimento a esses requisitos, são calculadas curvas de segurança por bacia, para o período seco, constituindo-se, através da composição das mesmas, uma curva de segurança sistêmica.

Outra premissa considerada para esse subsistema baseia-se na capacidade de se suportar, com o armazenamento no início de cada mês, o bimestre seguinte composto pelas menores afluências do histórico, mantendo-se o armazenamento equivalente mínimo, atualmente, de 13% da Energia Armazenável Máxima (EARmáx) desse subsistema. Simultaneamente, considera-se a indisponibilidade no equipamento do sistema de transmissão que

seja mais restritivo ao recebimento de energia para a região Sul. Com esses dois critérios, obtém-se uma curva de armazenamento mínimo para esse subsistema.

Finalmente, calcula-se uma terceira curva de requisito de armazenamento, considerando a repetição das afluições do pior ano do histórico, a saber, ocorridas em 1945, para os dois anos constituintes da CAR.

A partir dessas três curvas, obtém-se a CAR do subsistema Sul pela envoltória superior das mesmas.

A Figura 4.4 apresenta a evolução das CAR para esse subsistema.

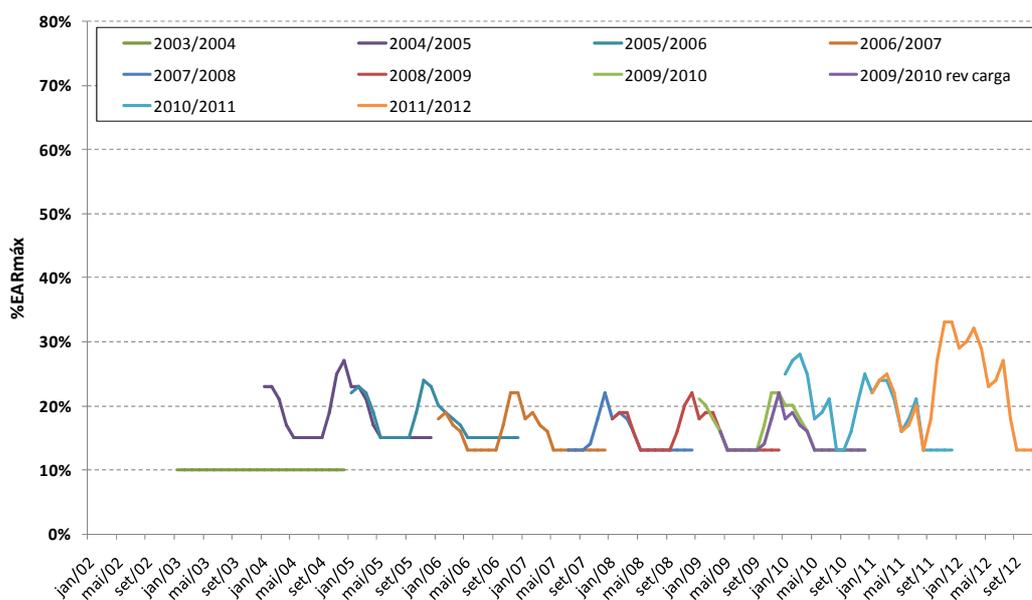


Figura 4.4 – Histórico da Curvas de Aversão a Risco do subsistema Sul

A primeira curva de aversão a risco utilizada para essa região foi para o biênio 2003-2004, em que os níveis de armazenamento requeridos para a manutenção da segurança do suprimento mesmo em condições hidrológicas desfavoráveis foram mantidos em 10% EARmáx.

Com a evolução do sistema, da experiência operativa e do aprimoramento metodológico foram incorporados os critérios anteriormente mencionados para a determinação da CAR do subsistema Sul.

Cabe ainda destacar que a CAR 2006-2007 teve uma revisão devido à redução a zero da disponibilidade no fornecimento de energia pela estação conversora de Garabi da CIEN. Porém, as alterações nos requisitos de armazenamento decorrentes deste fato não provocaram alterações significativas nos valores da CAR.

A capacidade de armazenamento do reservatório equivalente da região Sul é, relativamente, pequena, aproximadamente, 19.000 MW_{méd}, representando menos de 7% da capacidade de armazenamento da energia do SIN. A Figura 4.5 abaixo, mostra a evolução dos armazenamentos verificados e as CAR do subsistema Sul.

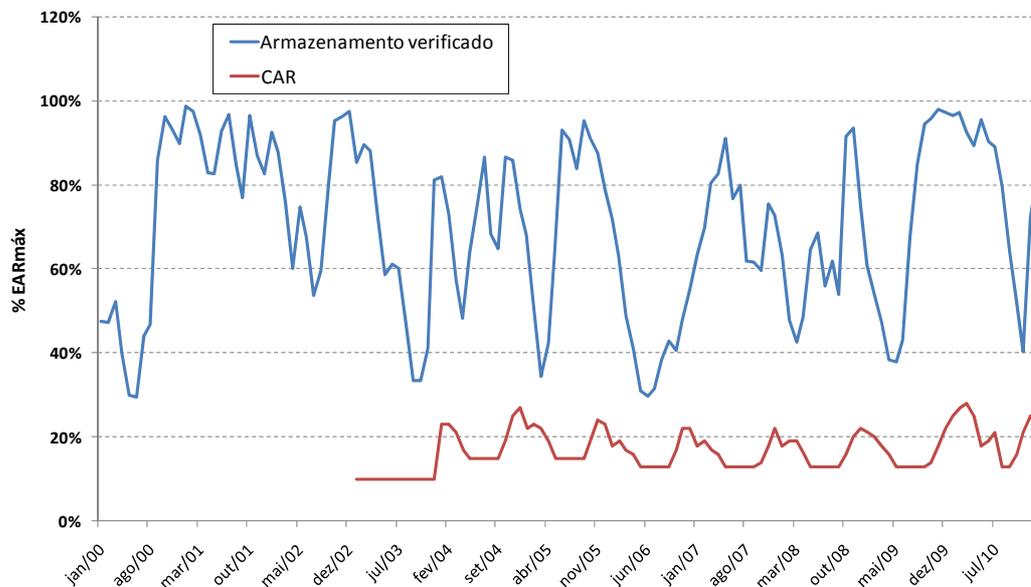


Figura 4.5 – Comparação dos armazenamentos verificados e das CAR para o subsistema Sul

Observam-se variações bruscas no armazenamento da região Sul ao longo do tempo, devido ao reservatório equivalente desse subsistema possuir uma baixa capacidade de armazenamento. Esse fato faz com que variações relativamente pequenas de energia para o atendimento ao mercado, impliquem numa variação grande em termos de %EAR_{máx}.

A sazonalidade também não apresenta um comportamento tão bem definido como o observado para a região Sudeste/Centro-Oeste. Porém, observa-se que, em geral, há uma complementaridade entre as regiões. Nos meses de ocorrência de maior deplecionamento do reservatório equivalente do Sul, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresenta maior armazenamento, assim como o inverso também é verificado, o que possibilita intercâmbios de energia entre essas regiões objetivando a segurança do abastecimento.

Os armazenamentos verificados para a região Sul indicam que durante o período analisado essa região operou com certa folga em termos de segurança energética.

A seguir é detalhada a curva de aversão a risco utilizada para o subsistema Sul nas simulações desta dissertação através da Figura 4.6 e tabela 4.2.

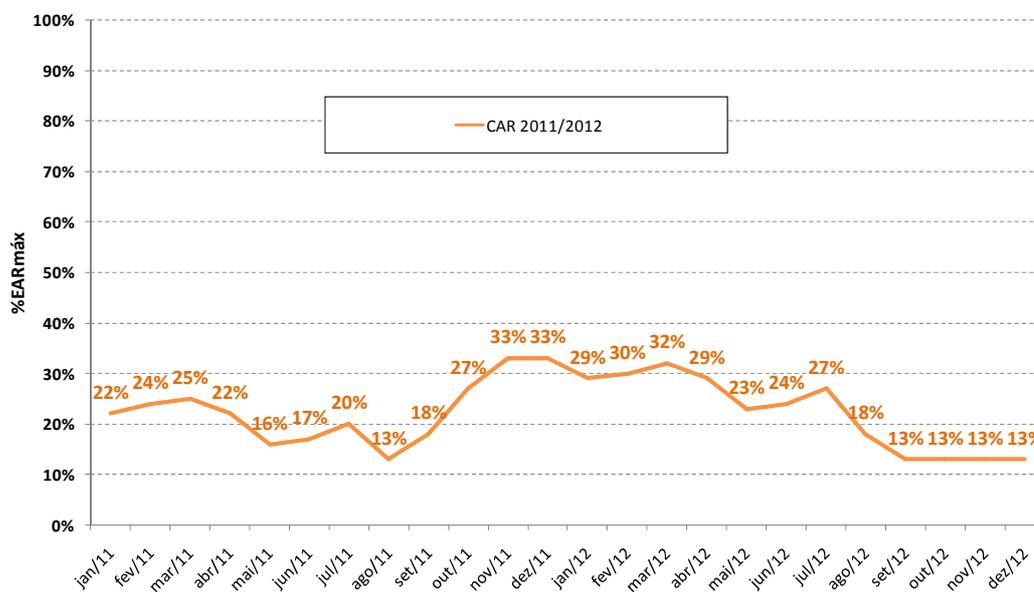


Figura 4.6 – Curva de Aversão a Risco 2011-2012 do subsistema Sul

Tabela 4.2 – Curva de Aversão a Risco 2011-2012 do subsistema Sul

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2011	22%	24%	25%	22%	16%	17%	20%	13%	18%	27%	33%	33%
2012	29%	30%	32%	29%	23%	24%	27%	18%	13%	13%	13%	13%

4.4. Curva de Aversão a Risco da Região Nordeste

O subsistema Nordeste é o segundo maior em termos de capacidade de armazenamento de energia. O seu reservatório equivalente tem em torno de 52.000 MWh de energia armazenável máxima.

Até o ano de 2006, para a elaboração das CAR desta região, foi considerada como premissa de aflúncias a repetição da série de vazões mais severa, ocorrida no ano de 2001, para os dois anos do biênio da CAR correspondente. A partir de 2007 passou a ser considerada a sequência bianual dos anos de 2000-2001 para o cálculo das curvas de requisito de armazenamento.

A Figura 4.7 apresenta a evolução ao longo do tempo das CAR elaboradas para o subsistema Nordeste, desde o início de sua utilização no ano de 2002 até a curva calculada para o biênio 2011-2012.

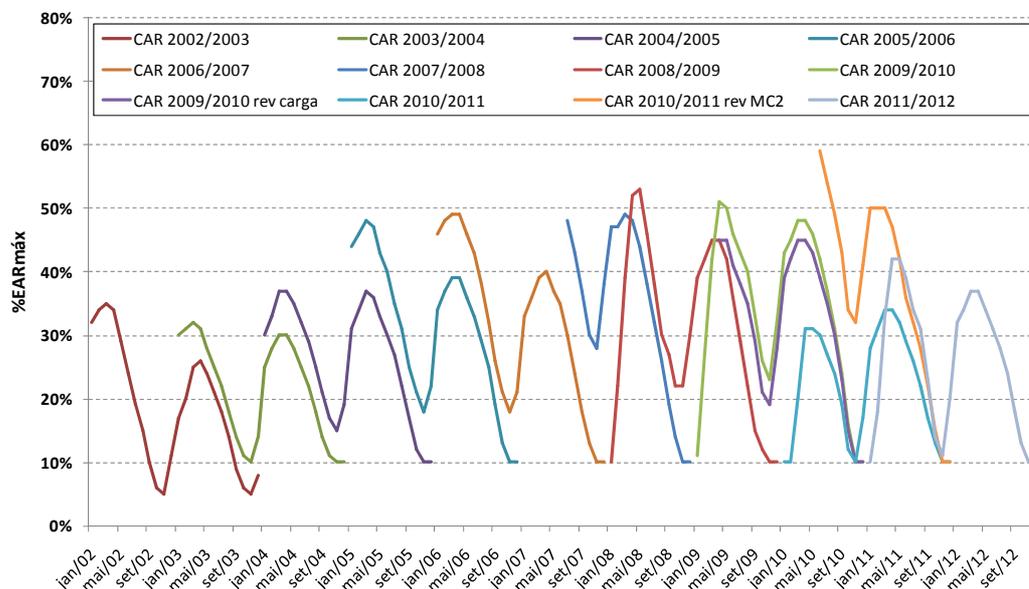


Figura 4.7 – Histórico da Curvas de Aversão a Risco do subsistema Nordeste

Cabe destacar que na bacia do Rio São Francisco há uma restrição de defluência mínima de 1.300 m³/s nos aproveitamentos hidroelétricos de Sobradinho e Xingó devido a outros usos da água, como abastecimento, navegabilidade, irrigação e captação industrial. Porém, por conta do racionamento de energia, já foram liberadas vazões inferiores, da ordem de 1.100 m³/s. A elaboração da CAR, por considerar um cenário crítico de afluência e de abastecimento, considera como premissa, uma defluência mínima na bacia do São Francisco de 1.100 m³/s, de forma a se obter ganhos de armazenamento e maximizar o aproveitamento energético da região.

Entretanto, para a efetiva operação com a vazão mínima reduzida, seria necessário um instrumento legal que permitisse essa alteração já que a licença de operação de Sobradinho e Xingó encontra-se definida com o valor de 1.300 m³/s de defluência.

Observa-se que, assim como a evolução das curvas com os valores de requisitos de armazenamento para a região Sudeste/Centro-Oeste (Figura 4.1), a curvas para a região Nordeste apresentam uma tendência de crescimento até o ano de 2008, devido a um aumento proporcionalmente maior no mercado de

energia em relação a expansão da oferta de energia e capacidade de armazenamento da região.

A crise econômica, com retração na carga prevista de energia também contribuiu para a redução dos requisitos de armazenamento para o ano de 2009 após a revisão de seus valores.

No ano de 2010, merece destaque a previsão inicial com uma redução significativa dos valores da CAR e, posteriormente, na revisão desse mesmo ano, um aumento brusco nos valores de requisito de armazenamento.

Essa folga do armazenamento na previsão inicial deve-se à consideração da incorporação ao SIN da oferta do 6º Leilão de Energia Nova (LEN) A-3 de 2008, onde foram contratados mais de 1.076 MW méd de energia, sendo que 9 das 10 usinas que venceram o referido leilão tinham previsão de conexão no subsistema Nordeste. Porém, após determinação do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico (DMSE), foram retirados da oferta 1.056 MW referentes às usinas vencedoras do 6º LEN A-3/2008. Com a exclusão desta oferta térmica do subsistema Nordeste, os níveis de necessidade de armazenamento aumentaram, conforme observado na Figura 4.7.

A Figura 4.8 apresenta a evolução dos armazenamentos verificados e a CAR para o subsistema Nordeste.

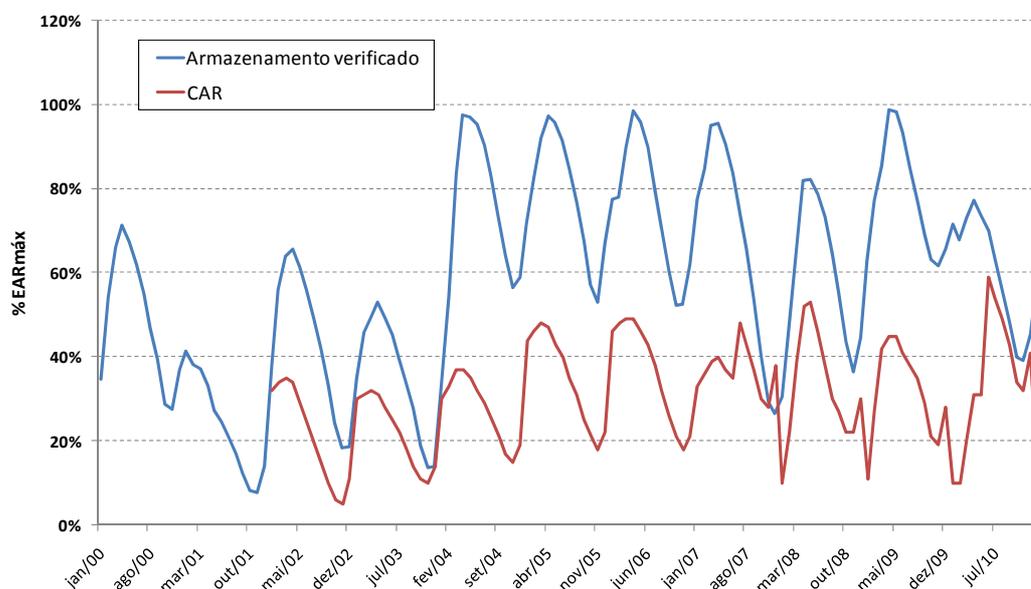


Figura 4.8 – Comparação dos armazenamentos verificados e das CAR para o subsistema Nordeste

A sazonalidade do estoque de energia da região Nordeste mostra-se bem definido. Observa-se, também, que o armazenamento do reservatório equivalente dessa região operou, após o racionamento de 2001, em níveis confiáveis em termos de segurança energética na maior parte do tempo. Destacam-se apenas as transições do período seco para o úmido dos anos de 2002, 2003 e 2010 em que o armazenamento verificado se aproximou da curva de aversão a risco e também para o mês de dezembro/2007 em que o nível de armazenamento da CAR foi superior ao armazenamento verificado. Este fato foi devido ao atraso do período úmido onde são esperadas maiores vazões afluentes para a recomposição dos níveis dos reservatórios.

A curva de aversão a risco utilizada nas simulações desta dissertação para o subsistema Nordeste encontra-se detalhada na Figura 4.9 e na tabela 4.3 a seguir.

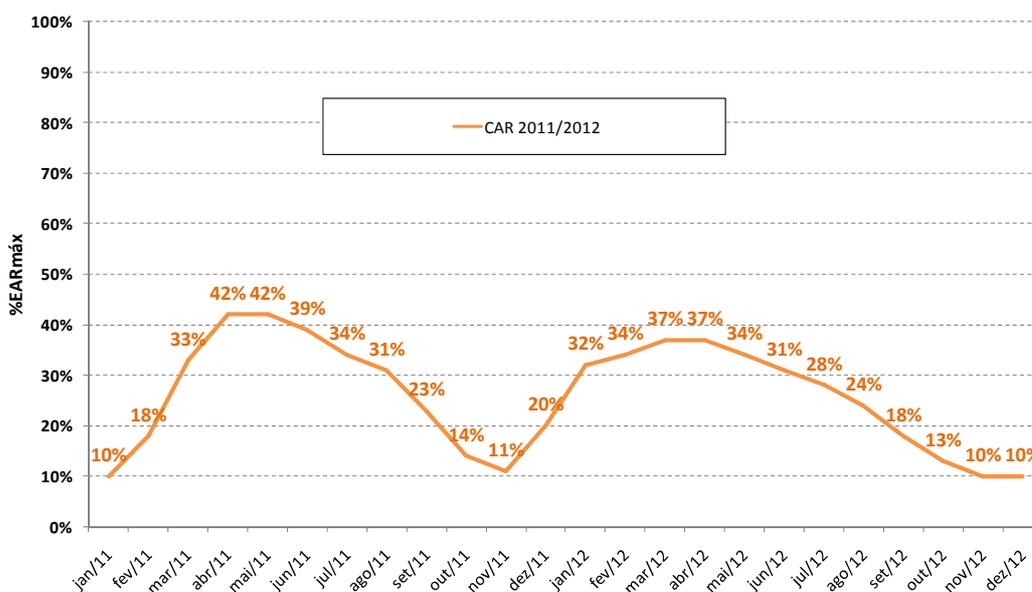


Figura 4.9 – Curva de Aversão a Risco 2011-2012 do subsistema Nordeste

Tabela 4.3 – Curva de Aversão a Risco 2011-2012 do subsistema Nordeste

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2011	10%	18%	33%	42%	42%	39%	34%	31%	23%	14%	11%	20%
2012	32%	34%	37%	37%	34%	31%	28%	24%	18%	13%	10%	10%

4.5. Curva de Operação da Região Norte

O comportamento hidrológico no rio Tocantins possui uma característica bem definida que leva a ocorrência de vertimentos no aproveitamento hidroelétrico de Tucuruí durante o período úmido e possui vazões bastante reduzidas na estação seca. Esta condição faz com que a regularização da região Norte seja anual, ao contrário das demais regiões do SIN.

O excesso de energia afluyente durante o período úmido e a grande redução das afluências no período seco, assim como a expressiva perda de capacidade de geração em função do deplecionamento de Tucuruí conduzem a uma necessidade do estabelecimento de uma curva indicativa para a operação do reservatório de Tucuruí e, conseqüentemente, para o reservatório equivalente da região Norte. Esta curva é estabelecida de forma a maximizar o aproveitamento da geração de Tucuruí, que fornece uma maximização da exportação de energia para outros subsistemas por parte da região Norte.

A premissa de afluências para a elaboração da Curva de Operação do Norte se baseia no ano de 1963 que apresenta o pior dezembro ocorrido na série histórica para essa região, representando um atraso no período úmido. Esta condição é a mais severa para o reenchimento do reservatório de Tucuruí.

A Figura 4.10 apresenta o histórico das curvas de operação relacionadas à região Norte. Até a curva bianual de 2006-2007 os níveis de armazenamento indicam o percentual do volume útil para a UHE Tucuruí. Para os anos posteriores passou-se a considerar uma curva de operação de 5 anos para essa região e os níveis de armazenamento representam a energia armazenada da região Norte, compondo os armazenamentos de Tucuruí e Serra da Mesa.

A CON 2007-2011 possui valores calculados para o ano de 2007, 2008 e 2009. Para os demais anos, de 2010 e 2011, consideraram-se os mesmos níveis calculados para o terceiro ano (2009) em vista da regularização ser anual e os limites de intercâmbio para com as outras regiões não se alterarem significativamente. Para as demais CON, passou-se a repetir o segundo ano para os três últimos anos do horizonte de análise pelos mesmos motivos apresentados anteriormente. Na Figura 4.10 são suprimidos os anos em que as curvas têm os valores repetidos do ano anterior.

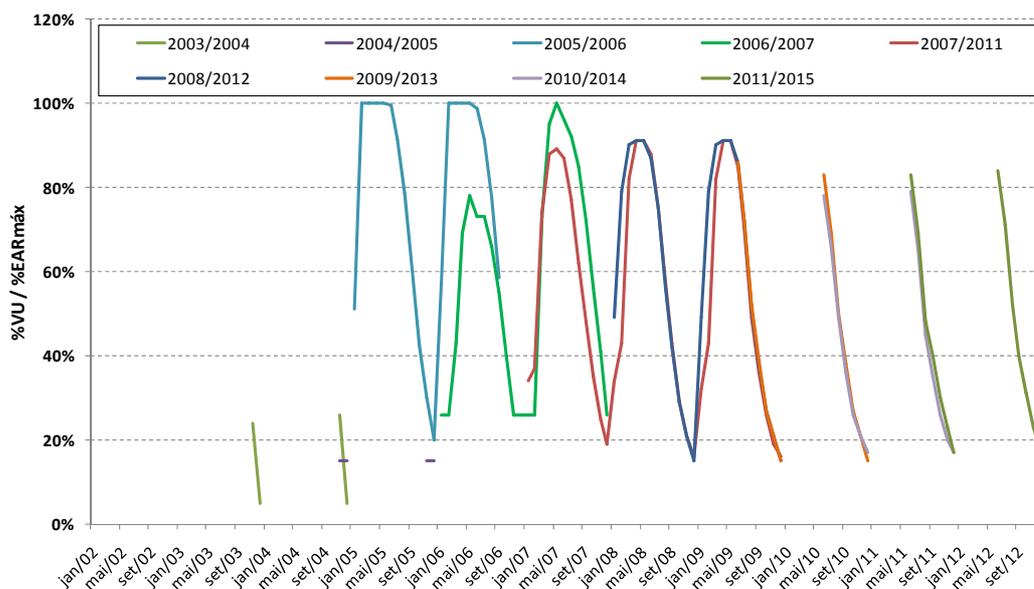


Figura 4.10 – Histórico da Curvas de Operação do Norte

Observa-se que a partir do ano de 2008, os valores das CON em cada ano apresentam diferenças pouco significativas entre as atualizações anuais. Isso se deve à pouca variação da oferta existente e do comportamento característico da região. No ano de 2003 foram estipulados níveis para o reservatório de Tucuruí apenas para os meses de novembro e dezembro. Para o ano seguinte, somente os meses de dezembro de cada ano tinham um valor definido. No ano de 2005, foram determinados valores até setembro do segundo ano. Em 2006, passaram a ser calculados valores para o biênio inteiro e, a partir de 2007 foi elaborada a curva com 5 anos. Finalmente, a partir de 2009, a CON passou a ser estipulada para os meses de junho a dezembro de cada ano.

Por determinação da ANEEL, a CON não é utilizada na construção da função de custo futuro quando da elaboração do PMO, pois, no modelo atual, a consideração da CON como uma curva de aversão a risco implicaria nas mesmas premissas operativas e sinalização econômica quando da violação da curva que, por motivos já descritos anteriormente possui características peculiares que a difere, em essência, das CAR. No entanto, uma curva guia de Tucuruí é considerada para a programação da operação.

Os armazenamentos verificados e as CON calculadas para cada ano são apresentados na figura 4.11. Foram retiradas as curvas que apresentavam apenas o percentual do volume útil de Tucuruí e consideradas apenas as curvas para o reservatório equivalente da região Norte.

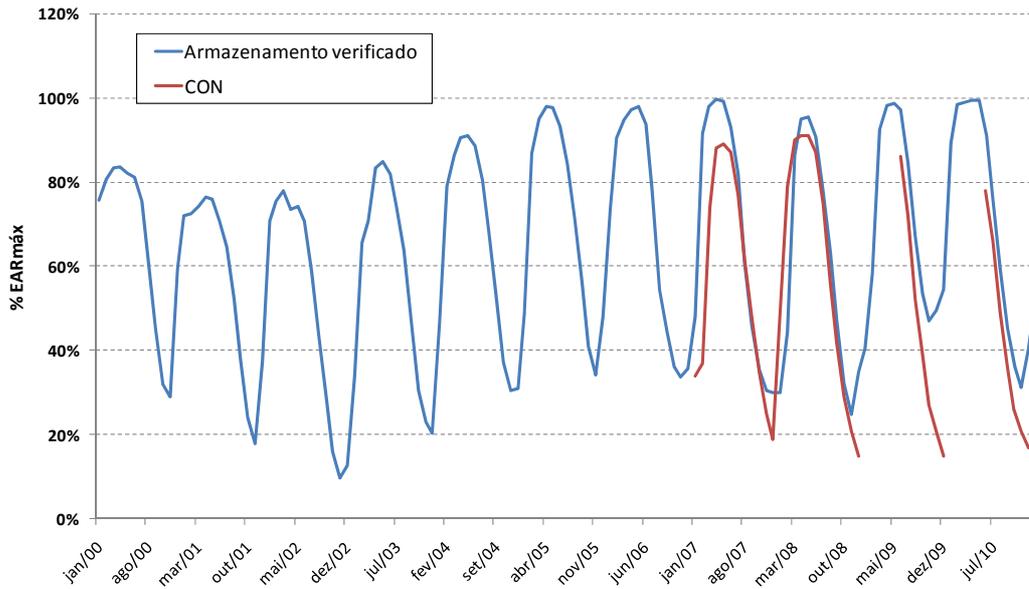


Figura 4.11 – Comparação dos armazenamentos verificados e das CON para o subsistema Norte

Através da Figura 4.11, pode-se observar que o deplecionamento da região Norte segue a forma da CON, apresentando valores bastante próximos, variando apenas o reinício do enchimento do reservatório equivalente. Em 2008, com o atraso do período úmido e ainda, quando a CON era definida para todo o ano, observa-se uma pequena diferença negativa entre o armazenamento verificado e a CON.

A CON apresentada na Figura 4.12 e na tabela 4.4 não foi utilizada nas simulação desta dissertação, porém foi considerada para o cálculo dos intercâmbios presentes na formulação da CAR dos outros subsistemas.

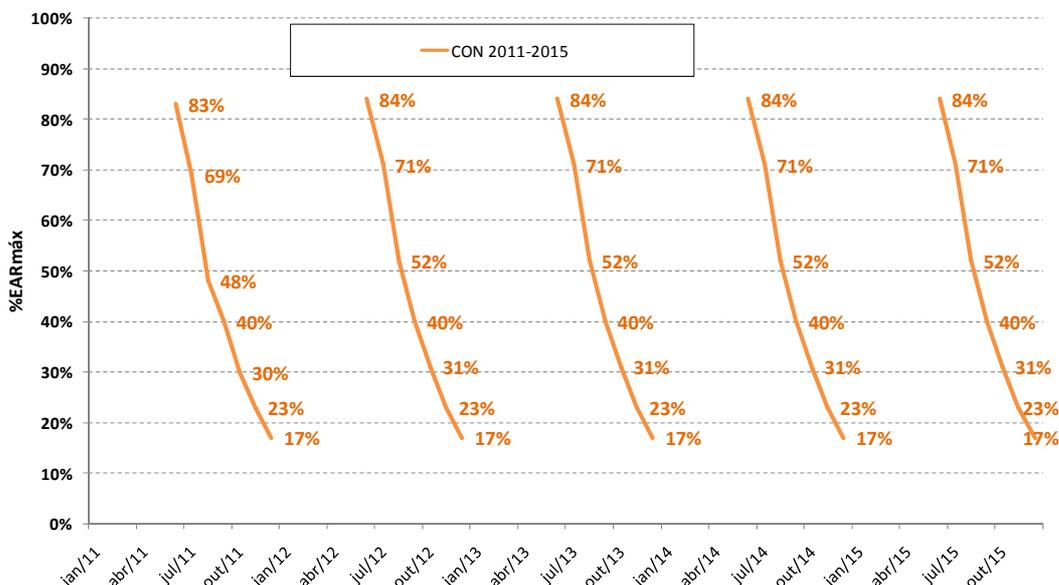


Figura 4.12 – Curva de Operação do Norte 2011-2015

Tabela 4.4 – Curva de Operação do Norte 2011-2015

	31/jan	28/fev	31/mar	30/abr	31/mai	30/jun	31/jul	31/ago	30/set	31/out	30/nov	31/dez
2011	-	-	-	-	-	83%	69%	48%	40%	30%	23%	17%
2012	-	-	-	-	-	84%	71%	52%	40%	31%	23%	17%
2013	-	-	-	-	-	84%	71%	52%	40%	31%	23%	17%
2014	-	-	-	-	-	84%	71%	52%	40%	31%	23%	17%
2015	-	-	-	-	-	84%	71%	52%	40%	31%	23%	17%