

5 Casos de Estudo

5.1. Introdução

A seguir são apresentados os casos utilizados para a avaliação dos impactos da consideração das curvas de aversão a risco no planejamento da operação energética de médio prazo. Para cada cenário analisado foram consideradas duas premissas complementares para efeito de comparação e análise: a utilização e a não utilização das CAR no modelo de otimização do despacho hidrotérmico empregado pelo setor.

O modelo utilizado na elaboração deste estudo foi o NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, em sua versão 16 - validada pelos agentes, pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) e homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para utilização nos Programas Mensais de Operação (PMO) elaborados pelo ONS.

Em todos os casos de estudo, foram utilizadas as seguintes premissas consideradas no modelo NEWAVE:

- 200 séries sintéticas no cálculo da política
- 20 aberturas na simulação backward
- 2000 séries sintéticas na simulação final
- Número máximo de iterações igual a 45
- Horizonte de estudo de 5 anos – janeiro/2011 a dezembro/2015

Os cenários avaliados foram baseados no PMO de janeiro/2011, levando-se em consideração a evolução da oferta de energia, os limites de intercâmbios regionais, os custos de despacho térmico, os custos definidos pela ANEEL para valorar o não suprimento de energia elétrica ao mercado, as restrições operativas hidráulicas, os despachos térmicos por razões elétricas e todas as restrições inerentes ao Sistema Interligado Nacional referentes ao problema de planejamento da operação energética de médio prazo.

O cenário de referência deste estudo é representado pelo PMO de janeiro de 2011, considerando a mesma projeção de mercado deste programa.

De forma a se observar a influência da demanda de energia elétrica na variação dos impactos das curvas de aversão a risco, foram simulados cenários alternativos da evolução do mercado de energia elétrica.

5.2. Cenário de Referência

O cenário de referência desta dissertação corresponde ao PMO de janeiro de 2011 elaborado pelo ONS para subsidiar a operação energética do sistema interligado nacional do referido mês.

Para a modelagem do sistema, são considerados 4 subsistemas equivalentes representando as regiões geo-elétricas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

Além desses subsistemas há ainda a representação da interligação em Imperatriz através de um subsistema fictício desprovido de geração e de carga, conforme esquemático da Figura 5.1.

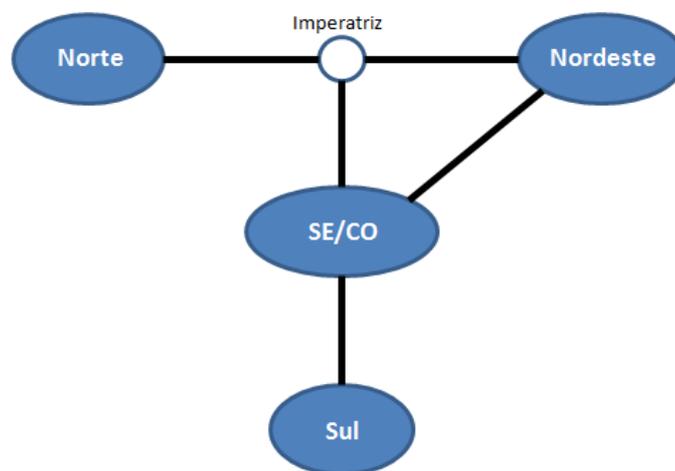


Figura 5.1 – Representação dos subsistemas equivalentes

Além das conexões elétricas, há também um vínculo hidráulico entre os subsistemas pois existem bacias pertencentes a mais de um subsistema com a presença de reservatório de regularização a montante permitindo um controle da vazão defluente. Essa vazão controlável, por sua vez, alcançará os aproveitamentos a jusante presentes em outro subsistema. Dessa forma, de maneira a considerar o vínculo hidráulico entre os subsistemas, para cada aproveitamento com reservatório em um subsistema que influencie usinas a montante em outro subsistema, são considerados dois aproveitamentos: um com

reservatório e unidades geradoras no subsistema a montante e um apenas com reservatório sem geração no subsistema a jusante.

5.2.1. Carga de Energia

O mercado de energia é baseado nas previsões de demanda de energia elétrica elaboradas pela EPE e pelo ONS sendo discretizado, na modelagem do planejamento da operação energética, em três patamares de carga – pesada, média e leve - representando as características simplificadas da demanda ao longo de cada mês do horizonte de estudo de 5 anos. Cada patamar possui uma duração específica e uma profundidade diferente em relação ao valor médio.

Os valores esperados do mercado de energia elétrica para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, são apresentados, respectivamente nas Figuras 5.2 a 5.5.

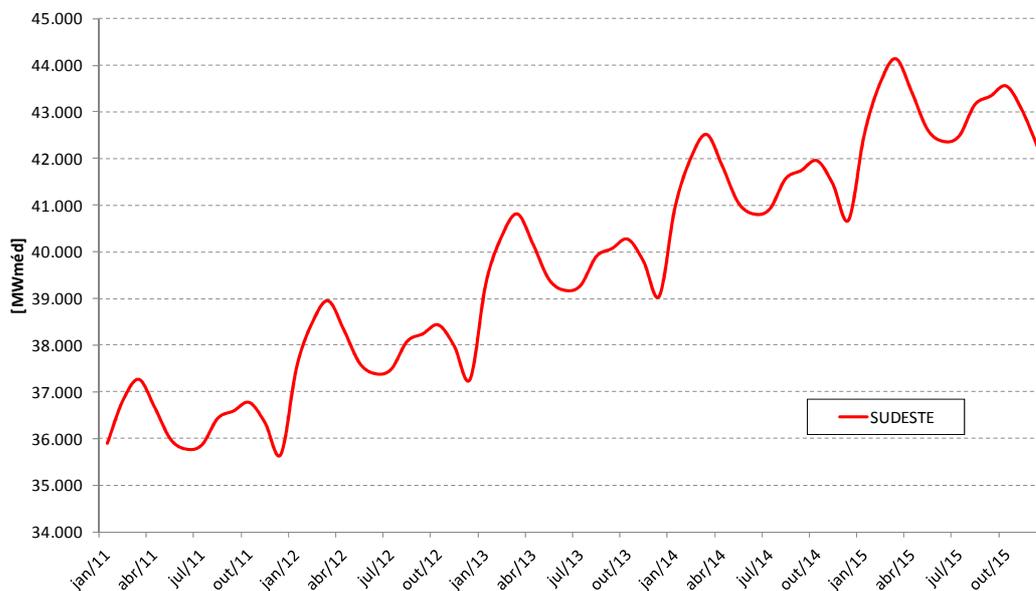


Figura 5.2 – Carga de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

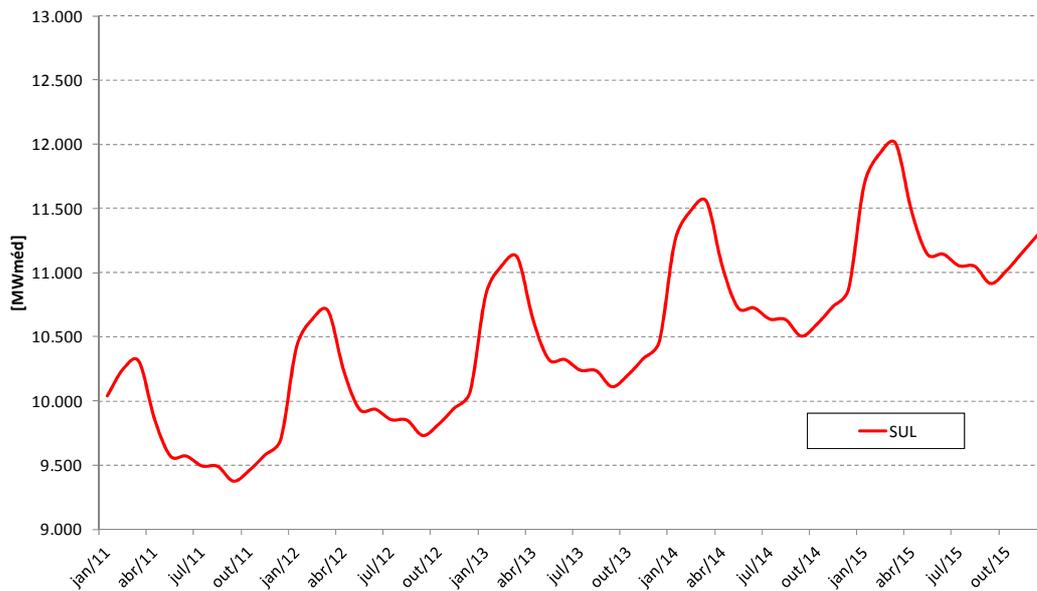


Figura 5.3 – Carga de energia do subsistema Sul

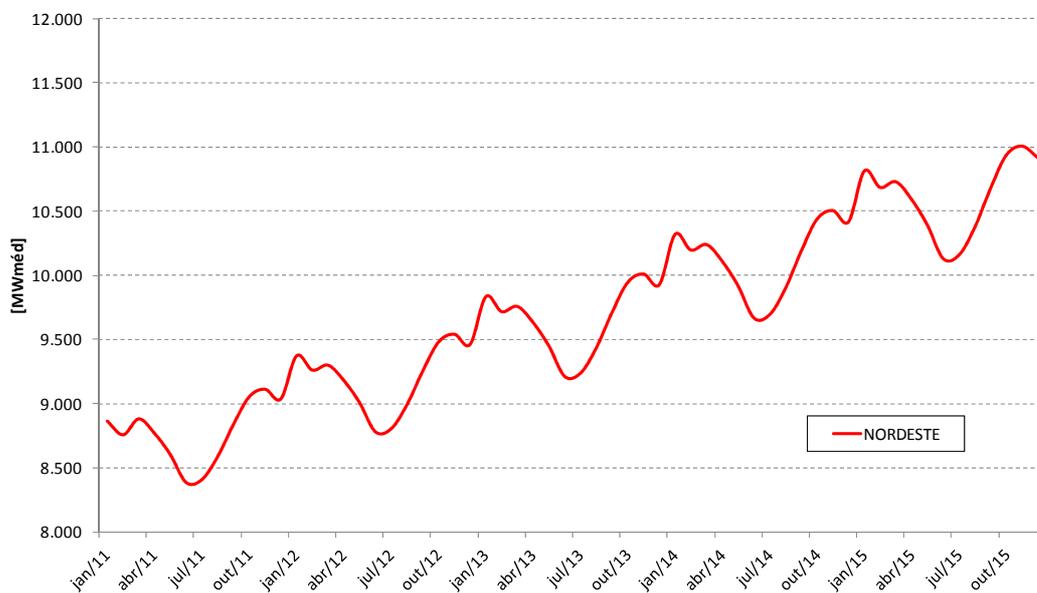


Figura 5.4 – Carga de energia do subsistema Nordeste

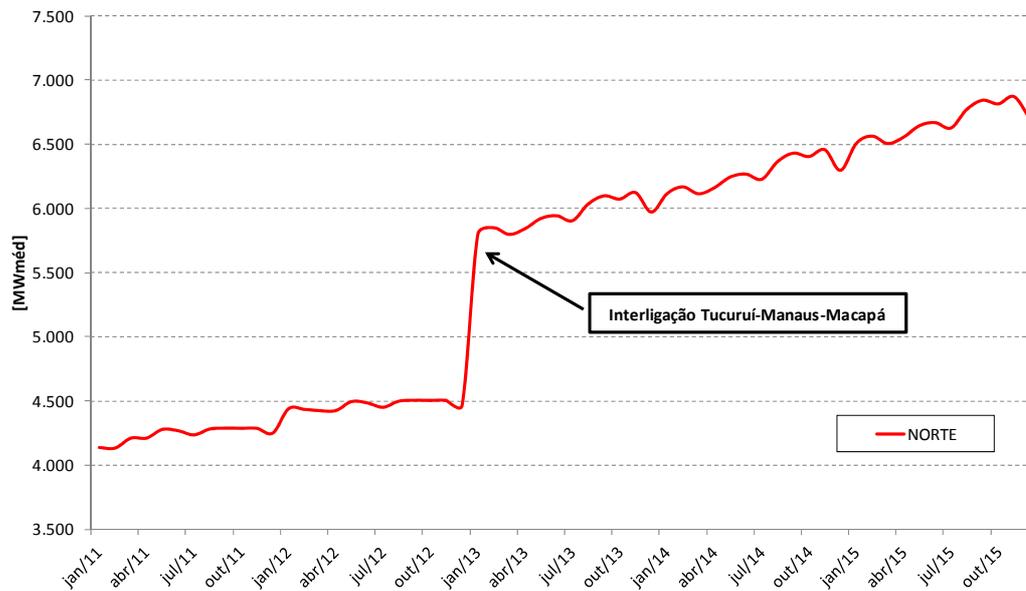


Figura 5.5 – Carga de energia do subsistema Norte

Na carga do subsistema Norte está incorporada a demanda das regiões de Manaus-Macapá com previsão de conexão ao SIN em 2013.

Adicionalmente a esses mercados de energia, nas simulações para o planejamento da operação energética de médio prazo é incorporada a carga da ANDE (*Administración Nacional de Eletricidad*) do Paraguai e o consumo interno de Itaipu, pois esta usina é considerada integralmente no planejamento e programação da operação nacional e, portanto, deve-se considerar também a demanda de energia paraguaia.

A UHE Itaipu, na representação atual com 4 subsistemas, é alocada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, uma vez que todos os reservatórios a montante deste aproveitamento no rio Paraná se encontram na região Sudeste e têm os seus armazenamentos valorizados em Itaipu, compondo dessa forma o reservatório equivalente desta região.

5.2.2. Limites de Intercâmbio de Energia entre Regiões

Os limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas considerados no planejamento da operação energética são estabelecidos a partir dos limites

elétricos calculados de acordo com critérios vigentes nos Procedimentos de Rede do ONS.

Estes limites, de forma semelhante à carga de energia, são definidos em três patamares de profundidade com duração idêntica aos da carga pesada média e leve.

Com base nos valores dos limites elétricos, são realizadas adaptações para representação dessas restrições na modelagem a sistema equivalente descritas a seguir.

A versão do NEWAVE utilizada neste estudo permite a representação explícita dos limites de recebimento e exportação global por subsistema. Dessa forma, é possível a representação dos limites individuais das interligações mantendo-se a restrição de recebimento ou fornecimento total por parte de um subsistema.

Os limites elétricos de intercâmbio entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste e entre o subsistema Nordeste e Imperatriz são considerados diretamente no modelo. No entanto, são mantidas as restrições tanto de recebimento por parte do subsistema Nordeste, que é inferior à soma dos limites individuais de importação, quanto de fornecimento deste subsistema, que por sua vez, também é inferior à soma dos limites Nordeste->Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste->Imperatriz.

O subsistema Nordeste possui limites de recebimento diferentes provenientes do Sudeste/Centro-Oeste e do Norte por razões de estabilidade elétrica. A modelagem utilizada, com base no comportamento hidrológico característico e na experiência do Operador, baseia-se na priorização do recebimento de energia pelo Nordeste proveniente da região Norte nos meses de janeiro a junho, dado os elevados excedentes hidrológicos dessa região neste período, e no recebimento pelo Nordeste proveniente do Sudeste/Centro-Oeste nos meses de julho a dezembro.

Com relação ao intercâmbio entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, uma vez que a UHE Itaipu é representada no Sudeste, determina-se a folga nessa interligação no sentido Sul->Sudeste/Centro-Oeste obtida pela comparação entre a capacidade de recebimento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e um montante típico de geração da UHE Itaipu. Após a determinação dessa folga, comparando-se este valor com a capacidade de fornecimento da região Sul obtém-se o limite de intercâmbio no sentido Sul->Sudeste/Centro-Oeste.

No sentido contrário, o intercâmbio máximo contempla as limitações dos transformadores de Ivaiporã, das linhas de transmissão de 500kV e dos circuitos de 230kV no norte do Paraná.

Os aproveitamentos hidroelétricos de Lajeado e de Peixe Angical, situados no Médio Tocantins, são alocados no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. No entanto, a geração dessas usinas, devido à localização de suas conexões ao SIN, compete pelo mesmo sistema de transmissão que conecta Imperatriz ao Sudeste/Centro-Oeste. Dessa forma, para uma adequada representação dos limites de intercâmbio entre o subsistema fictício de Imperatriz e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, subtrai-se uma estimativa de geração destes aproveitamentos da capacidade total dos limites elétricos dessa interligação.

O limite de recebimento da região Norte é restrito pela necessidade de manutenção de, no mínimo, 5 máquinas sincronizadas na UHE Tucuruí.

5.2.3. Geração de Pequenas Usinas

Os montantes de geração das usinas não despachadas centralizadamente, nos casos estudados, correspondem à previsão de geração do Programa Mensal da Operação de Janeiro/2011. Esses valores são compostos pela soma de 3 parcelas:

- A soma das previsões de geração informados pelos agentes de distribuição onde as usinas correspondentes estão conectadas;
- O total das garantias físicas das usinas vendedoras de energia no ambiente de contratação regulada e da energia contratada no PROINFA;
- Uma estimativa de geração das usinas com previsão de entrada em operação comercial nos dois primeiros anos do horizonte analisado e que possuem o cronograma com acompanhamento da ANEEL.

Os valores de geração das pequenas usinas considerados neste estudo estão apresentados na Figura 2.6.

5.2.4. Oferta de Energia Hidráulica

A oferta de energia hidráulica disponível para o sistema depende das vazões afluentes, dos níveis de armazenamento dos reservatórios e das características técnicas de cada usina hidroelétrica, como a potência instalada, a produtividade das máquinas, as perdas e ainda as taxas de indisponibilidade forçada e programada.

A Tabela 5.1 apresenta os aproveitamentos hidroelétricos existentes e conectados ao SIN até o mês de dezembro/2010 com suas respectivas potências e, quando for o caso, o armazenamento inicial dos seus reservatórios.

Tabela 5.1 – Aproveitamentos hidroelétricos existentes no SIN

Configuração Inicial			Configuração Inicial			Configuração Inicial		
Usina	Potência (MW)	Vol. Inicial (% Vol.Útil)	Usina	Potência (MW)	Vol. Inicial (% Vol.Útil)	Usina	Potência (MW)	Vol. Inicial (% Vol.Útil)
14 DE JULHO	100	---	FUNIL-GRANDE	180	---	P. COLOMBIA	328	---
A. VERMELHA	1396	22,8	FURNAS	1312	59,2	P. ESTRELA	112	80,0
A.A. LAYDNER	98	58,2	G.B. MUNHOZ	1676	85,0	P. PASSOS	100	---
A.S. LIMA	144	---	G.P. SOUZA	260	65,2	P. PRIMAVERA	1540	---
A.S.OLIVEIRA	32	---	GUAPORE	120	---	PARAIBUNA	85	67,5
AIMORES	330	---	GUARAPIRANGA	0	80,0	PASSO FUNDO	226	82,0
B. COQUEIROS	90	26,0	GUILMAN-AMOR	140	---	PASSO REAL	158	82,3
B. ESPERANCA	237	28,0	HENRY BORDEN	888	---	PEIXE ANGIC	452	78,4
BAGUARI	140	---	I. SOLT. EQV	4252	67,2	PICADA	50	---
BALBINA	0	---	IBITINGA	131	---	PIRAJU	80	---
BARRA BONITA	140	73,0	IGARAPAVA	210	---	PONTE PEDRA	176	---
BARRA GRANDE	698	44,3	ILHA POMBOS	186	---	PROMISSAO	264	39,2
BILLINGS	0	69,0	IRAPE	360	72,5	QUEBRA QUEIX	120	80,0
CACH.DOURADA	658	---	ITA	1450	---	QUEIMADO	105	53,9
CACONDE	80	54,3	ITAIPU	14000	---	RETIRO BAIXO	82	60,0
CACU	65	100,0	ITAPARICA	1500	52,0	ROSAL	55	---
CAMARGOS	46	66,2	ITAPEBI	450	---	ROSANA	372	---
CAMPOS NOVOS	880	48,0	ITAUBA	500	---	SA CARVALHO	78	---
CANA BRAVA	450	---	ITUIQUIRA I	61	---	SALTO	116	---
CANDONGA	140	---	ITUIQUIRA II	95	---	SALTO CAXIAS	1240	---
CANOAS I	82	---	ITUMBIARA	2280	14,5	SALTO GRANDE	102	---
CANOAS II	72	---	ITUTINGA	52	---	SALTO OSORIO	1078	---
CAPIM BRANC1	240	30,0	JACUI	180	---	SALTO PILAO	182	---
CAPIM BRANC2	210	---	JAGUARA	424	---	SAMUEL	216	---
CAPIVARA	640	54,9	JAGUARI	28	95,0	SANTA BRANCA	56	84,4
CASTRO ALVES	130	---	JAURO	118	---	SAO SALVADOR	243	---
CHAVANTES	414	47,8	JORDAO	0	100,0	SAO SIMAO	1710	32,6
COARACY NUNE	0	---	JUPIA	1551	---	SEGREDO	1260	88,0
COMP PAF-MOX	4282	---	L.N. GARCEZ	74	---	SERRA FACAO	213	38,0
CORUMBA I	375	53,4	LAJEADO	902	---	SERRA MESA	1275	44,3
CORUMBA III	96	37,1	LAJES	0	83,1	SLT VERDINHO	93	---
CORUMBA IV	127	28,0	M. DE MORAES	478	86,5	SLT.SANTIAGO	1420	56,0
CURUA-UNA	30	46,0	MACHADINHO	1140	69,0	SOBRADINHO	1050	37,0
D. FRANCISCA	125	---	MANSO	210	38,4	SOBRAGI	60	---
E. DA CUNHA	109	---	MARIMBONDO	1488	23,8	STA CLARA MG	60	---
EMBORCACAO	1192	23,6	MASCARENHAS	198	---	STA CLARA PR	120	100,0
ERNESTINA	0	61,5	MIRANDA	408	38,0	TAQUARUCU	554	---
ESPORA	32	5,7	MONJOLINHO	74	---	TRES MARIAS	396	55,2
ESTREITO	1104	---	MONTE CLARO	130	---	TUCURUI	8370	28,0
FONTES	132	---	NAVANHANDAVA	347	---	VOLTA GRANDE	380	---
FOZ CHAPECO	428	---	NILO PECANHA	380	---	XINGO	3162	---
FOZ R. CLARO	68	---	NOVA PONTE	510	52,1			
FUNDAO	120	---	OURINHOS	44	---			
FUNIL	222	58,0	P. CAVALO	160	88,9			

No presente estudo, também são contempladas as entradas em operação comercial de usinas hidroelétricas com previsão de conexão ao SIN até dezembro de 2015, de acordo com cronograma de obras acompanhado pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE) e pela ANEEL.

Estão sendo consideradas as usinas de Santo Antônio com 3.150MW e 30 unidades geradoras da UHE Jirau, representando um montante de 2.250MW.

Com os armazenamentos apresentados na Tabela 5.1, tem-se o valor inicial de armazenamento de 44,5% EAR_{máx} para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 70,7% para o subsistema Sul, 44,1% para o Nordeste e 41,4% para o subsistema Norte.

5.2.5. Oferta de Energia Térmica

A oferta de energia proveniente de usinas termoelétricas despachadas centralizadamente considerada no presente estudo é composta pelos empreendimentos apresentados na Tabela 5.2

Tabela 5.2 – Usinas térmicas despachadas centralizadamente

Usina	Potência (MW)	Usina	Potência (MW)	Usina	Potência (MW)
ALEGRETE	66	G.MANGABEIRA	176	PECEM 2	350
ALTOS	13	GLOBAL I	149	PERNAMBUC_III	201
ANGRA 1	657	GLOBAL II	149	PERNAMBUC_IV	201
ANGRA 2	1350	GOIANIA II	145	PETROLINA	136
APARECIDA B1	131	IBIRITERMO	226	PIE-RP	28
APARECIDA B2	121	ICONHA	184	PIRAT.12 G	200
ARACATI	11	IGARAPE	131	PIRAT.34 VAP	272
ARAUCARIA	485	IGUATU	15	PONTA NEGRA	85
BAHIA I	32	ITAPEBI	146	PORTO ITAQUI	360
BATURITE	11	J.LACERDA A1	100	POTIGUAR	53
C. ROCHA	85	J.LACERDA A2	132	POTIGUAR III	66
CACIMBAES	127	J.LACERDA B	262	R.SILVEIRA	30
CAMACARI 1	176	J.LACERDA C	363	RIO LARGO	176
CAMACARI 2	176	JAGUARARI	102	S.JERONIMO	20
CAMACARI 3	176	JARAQUI	83	SANTANA W	62
CAMACARI D/G	347	JOAO NEIVA	330	SAPEACU	176
CAMACARI MI	152	JOINVILLE	330	SR BONFIM	176
CAMACARI PI	150	JOSE ALENCAR	309	ST ANT JESUS	176
CAMPINA GDE	169	JUAZEIRO N	15	ST.CRUZ 12	168
CAMPO MAIOR	13	JUIZ DE FORA	87	ST.CRUZ 34	440
CANDIOTA 3	350	LINHARES	204	ST.CRUZ N.DI	400
CANOAS	161	MACAE	923	ST.CRUZ NOVA	564
CARIOBA	36	MACAIBA	400	STA R CASSIA	175
CATU	176	MANAUARA	85	SUAPE II	381
CAUCAIA	15	MARACANAU I	168	SUAPE II B	350
CAUHYRA I	148	MARACANAU II	70	T LAGOAS	258
CCBS_L	250	MARAMBAIA	13	T.NORTE 1	64
CCBS_TC	250	MAUA B3	120	T.NORTE 2	340
CEARA	220	MESSIAS	176	TAMBAQUI	82
CHARQUEADAS	72	MONTE PASCO	145	TERMOBAHIA	186
CISFRAMA	4	N.S.SOCORRO	176	TERMOCABO	50
COCAL	28	N.VENECIA 2	176	TERMOMANAUS	156
CRATO	13	NAZARIA	13	TERMONE	171
CUIABA G CC	529	NORTEFLU-1	400	TERMOPB	171
DAIA	44	NORTEFLU-2	100	TERMOPE	533
DIAS DAVILA1	176	NORTEFLU-3	200	TERMORIO	1058
DIAS DAVILA2	176	NORTEFLU-4	169	TOCANTINOPO	166
DO ATLAN_CSA	255	NOVA OLINDA	166	TPOWER V	201
DO ATLANTICO	235	NOVA PIRAT	386	TPOWER VI	201
EBOLT	386	NUTEP A	24	URUGUAIANA	640
ENGUIA PECEM	15	P. PECEM I	360	UTE BRASILIA	10
ESCOLHA	338	P. PECEM II	360	UTE SOL	197
F. SANTANA	176	P.MEDICI A	126	VALE DO ACU	323
FAFEN	138	P.MEDICI B	320	VIANA	175
FIGUEIRA	20	PALMEIRAS GO	174	W.ARJONA	206
FORTALEZA	347	PAU FERRO I	103	XAVANTES	54

As usinas termoeletricas são despachadas pela ordem do mérito de seus Custos Variáveis Unitários (CVU) de geração. As usinas com menor CVU são chamadas a operar primeiro em relação às usinas possuidoras de um CVU mais elevado. A Tabela 5.3 relaciona os CVU das usinas e o combustível principal de cada uma.

Tabela 5.3 – Usinas térmicas despachadas centralizadamente

Usina	Comb principal	CVU (R\$/MWh)	Usina	Comb principal	CVU (R\$/MWh)	Usina	Comb principal	CVU (R\$/MWh)
ALEGRETE	Oleo	564,57	G.MANGABEIRA	Oleo	226,25	PERNAMBUC_III	Oleo	240,00
ALTOS	Diesel	464,64	GLOBAL I	Oleo	350,70	PERNAMBUC_IV	Oleo	267,77
ANGRA 1	Nuclear	21,49	GLOBAL II	Oleo	350,70	PETROLINA	Oleo	559,39
ANGRA 2	Nuclear	18,96	GOIANIA II	Diesel	550,66	PIE-RP	Biomassa	152,80
APARECIDA B1	Gas	350,72	IBIRITERMO	Gas	188,89	PIRAT.12 G	Gas	470,34
APARECIDA B2	Gas	352,32	ICONHA	Oleo	228,03	PIRAT.34 VAP	Vapor	317,98
ARACATI	Diesel	464,64	IGARAPE	Oleo	645,30	PONTA NEGRA	Gas	166,41
ARAUC_FIC	Gas	219,00	IGUATU	Diesel	464,64	PORTO ITAQUI	Carvao	92,67
ARAUCARIA	Gas	219,00	ITAPEBI	Oleo	349,33	POTIGUAR	Diesel	611,57
BAHIA I	Oleo	455,13	J.LACERDA A1	Carvao	189,54	POTIGUAR III	Diesel	611,56
BATURITE	Diesel	464,64	J.LACERDA A2	Carvao	143,04	R.SILVEIRA	Diesel	523,35
C. ROCHA	Gas	336,35	J.LACERDA B	Carvao	142,86	RIO LARGO	Oleo	229,06
CACIMBAES	GNL	137,73	J.LACERDA C	Carvao	116,90	S.JERONIMO	Carvao	248,31
CAMACARI 1	Oleo	241,28	JAGUARARI	Diesel	464,64	SANTANA W	Diesel	494,14
CAMACARI 2	Oleo	226,25	JARAQUI	Gas	165,81	SAPEACU	Oleo	226,25
CAMACARI 3	Oleo	226,25	JOAO NEIVA	GNL	89,63	SR BONFIM	Oleo	241,28
CAMACARI D/G	Diesel	834,35	JOINVILLE	GNL	89,63	ST ANT JESUS	Oleo	226,25
CAMACARI MI	Oleo	509,86	JOSE ALENCAR	GNL	115,52	ST.CRUZ 12	Oleo	730,54
CAMACARI PI	Oleo	509,86	JUAZEIRO N	Diesel	464,64	ST.CRUZ 34	Oleo	310,41
CAMPINA GDE	Oleo	351,34	JUIZ DE FORA	Gas	150,00	ST.CRUZ N.DI	Diesel	730,54
CAMPO MAIOR	Diesel	464,64	LINHARES	GNL	140,84	ST.CRUZ NOVA	GNL	96,65
CANDIOTA 3	Carvao	50,47	MACAE_L	Gas	274,54	STA R CASSIA	Oleo	267,77
CANOAS	Gas	541,93	MACAE_TC	Gas	253,83	SUAPE II	Oleo	328,81
CARIOBA	Oleo	937,00	MACAIBA	Oleo	227,19	SUAPE II B	Oleo	223,80
CATU	Oleo	241,28	MANAUARA	Gas	174,46	T LAGOAS_L	Gas	101,33
CAUCAIA	Diesel	464,64	MARACANAU I	Oleo	338,72	T LAGOAS_T	Gas	140,34
CAUHYRA I	Oleo	294,57	MARACANAU II	Oleo	317,19	T LAGOAS_TC	Gas	292,49
CCBS_L	Gas	194,79	MARAMBAIA	Diesel	464,64	T.NORTE 1	Oleo	610,33
CCBS_TC	Gas	222,22	MAUA B3	Gas	451,68	T.NORTE 2	Oleo	487,56
CEARA_L	Gas	185,09	MESSIAS	Oleo	229,06	TAMBAQUI	Gas	165,81
CEARA_TC	Gas	492,29	MONTE PASCO	Oleo	342,19	TERMOBAHIA	Gas	204,43
CHARQUEADAS	Carvao	154,10	N.S.SOCORRO	Oleo	230,95	TERMOCABO	Oleo	347,16
CISFRAMA	Biomassa	180,51	N.VENECIA 2	Oleo	226,25	TERMOMANAUS	Diesel	678,03
COCAL	Biomassa	140,58	NAZARIA	Diesel	464,64	TERMONE	Oleo	350,52
CRATO	Diesel	464,64	NORTEFLU-1	Gas	37,80	TERMOPB	Oleo	350,52
CUIABA G CC	Gas	6,27	NORTEFLU-2	Gas	51,93	TERMOPE	Gas	70,16
DAIA	Diesel	505,92	NORTEFLU-3	Gas	90,69	TERMORIO_L	Gas	122,65
DIAS DAVILA1	Oleo	241,28	NORTEFLU-4	Gas	131,68	TERMORIO_TC	Gas	214,48
DIAS DAVILA2	Oleo	241,28	NOVA OLINDA	Oleo	351,33	TOCANTINOPO	Oleo	351,33
DO ATLAN_CSA	Residuos I	0,01	NOVA PIRAT	Gas	317,98	TPOWER V	Oleo	240,00
DO ATLANTICO	Residuos I	112,46	NUTEPA	Oleo	780,00	TPOWER VI	Oleo	240,00
EBOLT_L	Gas	159,97	P. PECEM I	Carvao	90,20	URUGUAIANA	Gas	141,18
EBOLT_TC	Gas	250,87	P. PECEM II	Carvao	97,01	UTE BRASILIA	Diesel	1047,38
ENGUIA PECEM	Diesel	464,64	P.MEDICI A	Carvao	115,90	UTE SOL	Residuos I	0,01
ESCOLHA	GNL	121,73	P.MEDICI B	Carvao	115,90	VALE DO ACU	Gas	287,83
F. SANTANA	Oleo	241,89	PALMEIRAS GO	Diesel	448,95	VIANA	Oleo	351,34
FAFEN	Gas	188,15	PAU FERRO I	Diesel	678,03	W.ARJONA	Gas	197,85
FIGUEIRA	Carvao	218,77	PECEM 2	Oleo	223,80	XAVANTES	Diesel	733,54
FORTALEZA	Gas	82,34						

Assim como ocorre para as usinas hidráulicas, para as usinas térmicas com previsão de entrada em operação comercial até dezembro de 2015 considera-se o cronograma previsto pelo DMSE e ANEEL para elaboração do PMO de janeiro de 2011.

Algumas usinas possuem restrições de geração mínima resultantes da combinação entre restrições do sistema elétrico, definidas pelo ONS, e inflexibilidades informadas pelos agentes referentes a contratos de suprimento de combustível e/ou restrições operativas em seus equipamentos.

5.3. Cenários de Sensibilidade

Para uma análise mais abrangente dos impactos da consideração das Curvas de Aversão a Risco no planejamento da operação energética de médio prazo, foram criados dois cenários alternativos para o mercado total de energia elétrica do SIN.

Em janeiro de 2011, o sistema interligado encontrava-se em uma situação confortável do ponto de vista da segurança energética, tanto numa análise conjuntural quanto estrutural.

Conjunturalmente, pois os níveis de armazenamento dos reservatórios se encontravam em um patamar satisfatório para o atendimento à demanda ao início do período úmido. E, estruturalmente, pois a oferta total de energia apresentava uma folga da ordem de 2,7 GW_{méd} em 2011 em relação ao mercado total de energia previsto. [PEN2011]

Na previsão deste mercado, realizada em 2010, já estavam incluídos os impactos advindos da crise econômico-financeira mundial deflagrada em 2008/2009 com as conseqüentes as retrações na expansão da demanda, o que contribuiu para aumentar o excedente da oferta.

De forma a se obter uma avaliação dos efeitos da CAR em condições de atendimento menos favoráveis, foram simulados dois cenários de sensibilidade:

- Cenário de Sensibilidade 1 (CS1) – Neste cenário, buscando-se eliminar a folga da oferta em relação à carga no primeiro ano e criando-se uma condição de atendimento menos confortável, foi considerado um mercado total de energia 5% superior ao previsto em todos os subsistemas durante todo o horizonte de estudo.
- Cenário de sensibilidade 2 (CS2) – Para este cenário, com o objetivo de se analisar os impactos da CAR em uma situação de atendimento estruturalmente desfavorável, foi considerado um mercado total de energia 10% superior ao previsto em todos os subsistemas durante todo o horizonte de estudo

As taxas de crescimento anual e os efeitos sazonais da carga foram mantidos para ambos os cenários de sensibilidade, assim como todos os demais parâmetros dos casos. As evoluções mensais do mercado de energia para ambos os cenários são apresentadas, por subsistemas, nas Figuras 5.6 a 5.9.

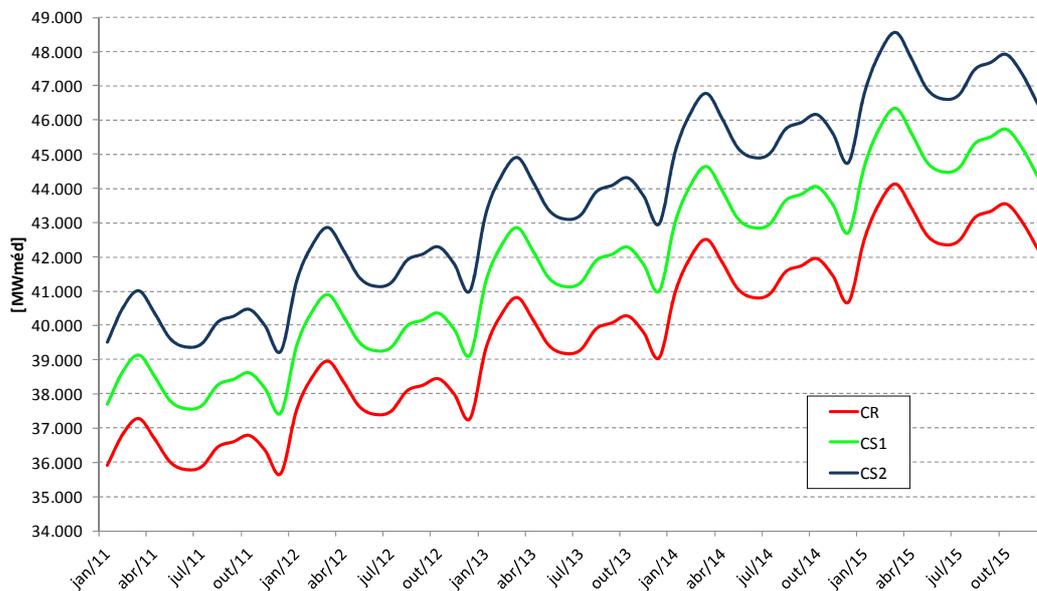


Figura 5.6 – Cenários de mercado de energia alternativos – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

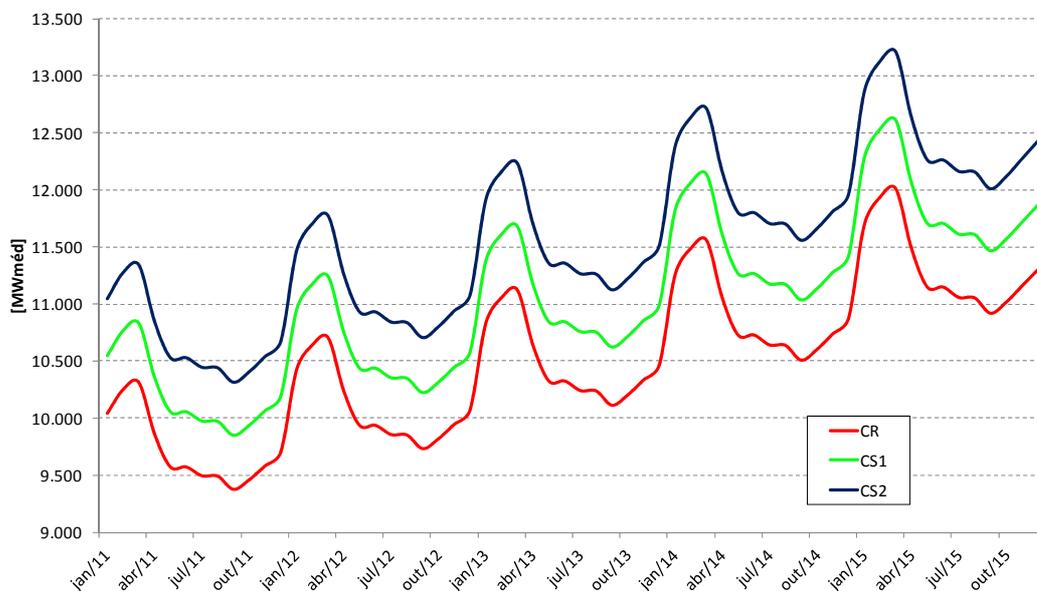


Figura 5.7 – Cenários de mercado de energia alternativos – Subsistema Sul



Figura 5.8 – Cenários de mercado de energia alternativos – Subsistema Nordeste

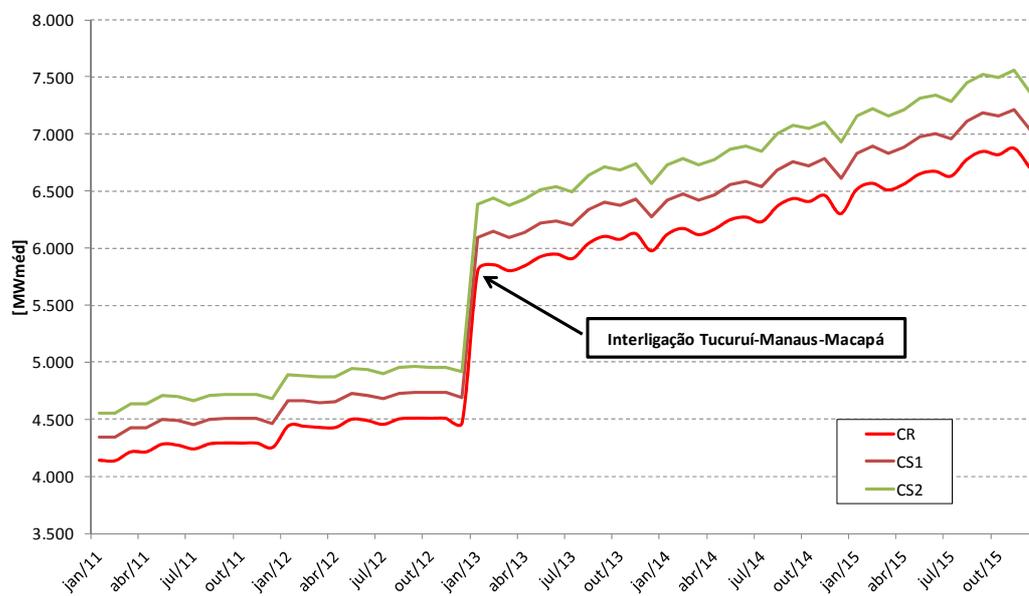


Figura 5.9 – Cenários de mercado de energia alternativos – Subsistema Norte

5.4. Resultados

Neste item são apresentados os resultados das simulações avaliando-se os valores esperados das seguintes métricas, considerando-se a simulação de 2000 séries sintéticas:

- Energia armazenada ao final de cada estágio
- Custo marginal de operação mensal e anual
- Energia vertida
- Geração hidráulica
- Geração térmica
- Custos de operação
- Energia não suprida

5.4.1. Cenário de Referência

5.4.1.1. Energia Armazenada

A evolução da expectativa do armazenamento foi calculada em percentual da capacidade de armazenamento de cada subsistema.

$$EArm_{i,t}[\%] = \frac{EArm_{i,t}[MWméd]}{EArmáx_{i,t}[MWméd]} \quad (5-1)$$

Onde

$EArm_{i,t}[\%]$: percentual da energia armazenável máxima estocado no subsistema i ao término do estágio t

$EArm_{i,t}[MWméd]$: energia armazenada no subsistema i ao final do estágio t

$EArmáx_{i,t}[MWméd]$: energia armazenável máxima no subsistema i ao final do estágio t

Os armazenamentos máximos em cada subsistema variam de acordo com a evolução da configuração hidráulica. As tabelas 5.4 a 5.7 indicam os valores

mensais, em MW_{méd}, de máximo da capacidade de armazenamento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Tabela 5.4 – Energia armazenável máxima – Sudeste/Centro-Oeste

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	200.718	200.718	200.718	200.718	200.718	200.718	200.718	201.176	201.176	201.176	201.176	201.176
2012	201.176	203.740	203.740	203.740	203.740	203.740	203.908	203.908	203.908	203.908	203.908	203.915
2013	201.176	203.740	203.740	203.740	203.740	203.740	203.908	203.908	203.908	203.908	203.908	203.915
2014	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917
2015	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917	203.917

Tabela 5.5 – Energia armazenável máxima – Sul

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617	19.617
2012	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872
2013	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872	19.872
2014	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354
2015	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354	20.354

Tabela 5.6 – Energia armazenável máxima – Nordeste

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806
2012	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806
2013	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806
2014	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806
2015	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806	51.806

Tabela 5.7 – Energia armazenável máxima – Norte

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	12.745	12.259	11.640	11.640	12.126	12.856	13.120	13.120	13.120	13.120	13.120	13.120
2012	12.348	11.883	11.640	11.640	13.979	14.709	14.973	14.973	14.973	14.973	14.973	14.973
2013	14.929	14.465	14.222	14.222	14.708	15.437	15.702	15.702	15.702	15.702	15.702	15.702
2014	14.929	14.465	14.222	14.222	14.708	15.437	15.702	15.702	15.702	15.702	15.702	15.702
2015	14.929	14.465	14.222	14.222	14.708	15.437	15.702	15.702	15.702	15.702	15.702	14.997

Cabe ressaltar que a capacidade de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste é bastante significativa, sendo superior à soma dos demais subsistemas.

Em uma análise individual, o subsistema Sul possui a menor capacidade de regularização devido à carga deste subsistema possuir um valor relevante em relação à sua energia armazenável máxima.

A Figuras 5.10 a 5.13 apresentam a evolução dos armazenamentos esperados para cada subsistema.

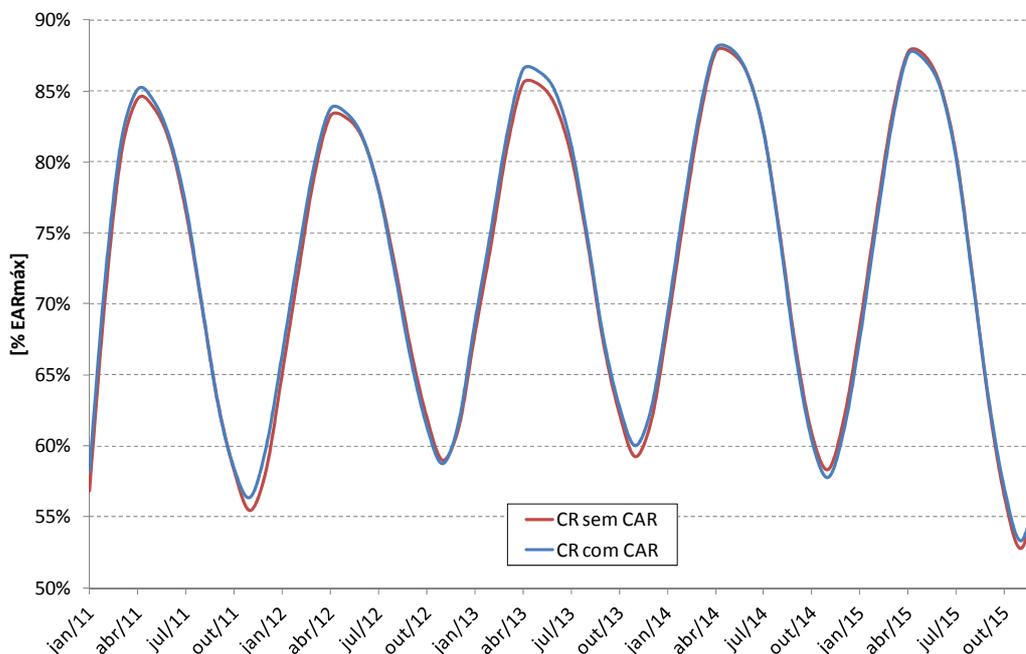


Figura 5.10 – Energia armazenada ao final de cada mês – CR – Sudeste/Centro-Oeste

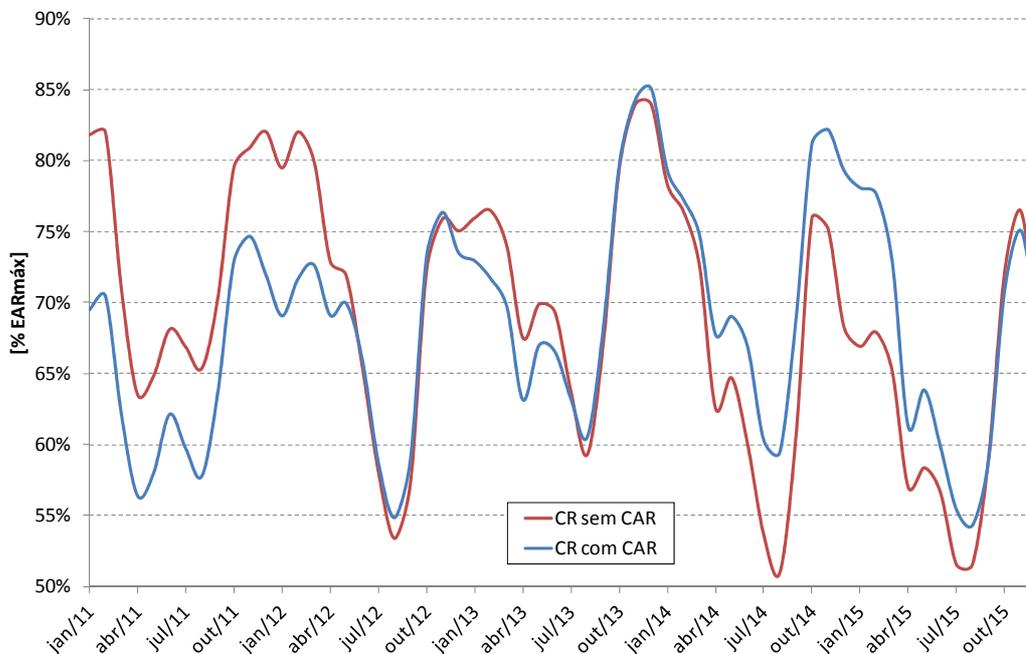


Figura 5.11 – Energia armazenada ao final de cada mês – CR – Sul

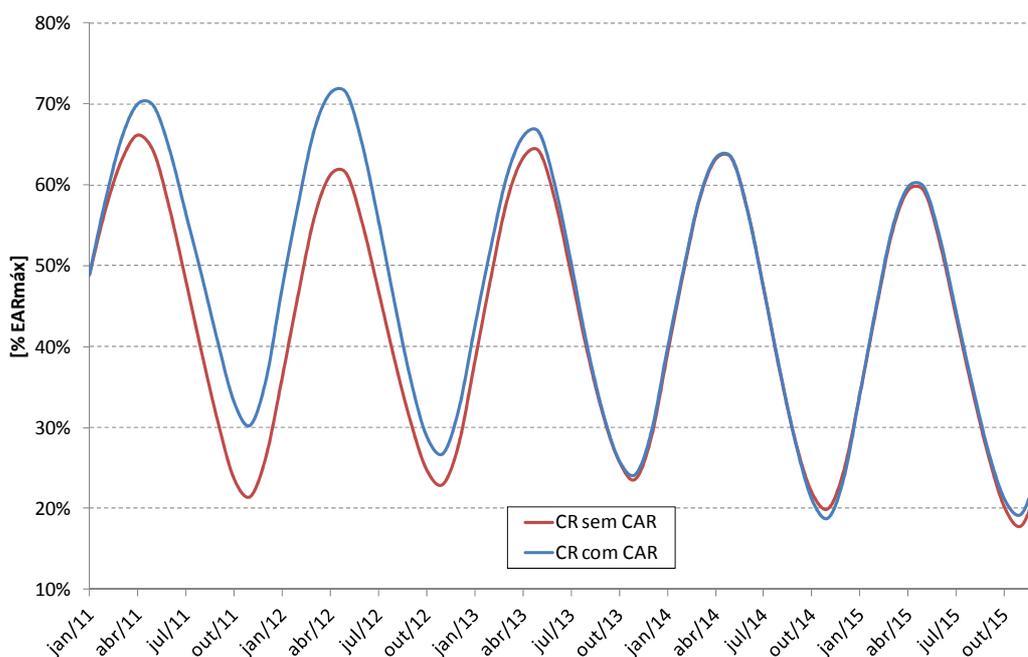


Figura 5.12 – Energia armazenada ao final de cada mês – CR – Nordeste

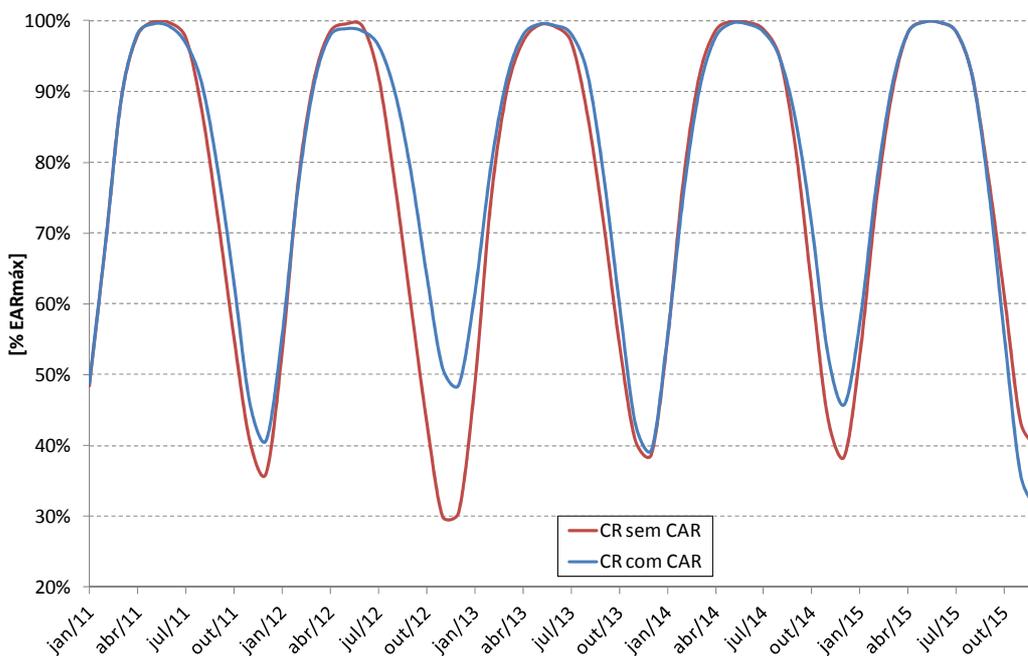


Figura 5.13 – Energia armazenada ao final de cada mês – CR – Norte

Com a consideração da CAR nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, a expectativa de armazenamento de energia no SIN aumenta, em média, 1,5% da sua capacidade máxima ao longo dos dois primeiros anos, alcançando um valor máximo em dezembro/2011 com mais de 6.890MWméd

adicionais nos reservatórios em relação ao caso sem CAR. Este valor representa mais que 10% do mercado total de energia para este mês. A Figura 5.14 mostra a evolução da expectativa de armazenamento para o SIN

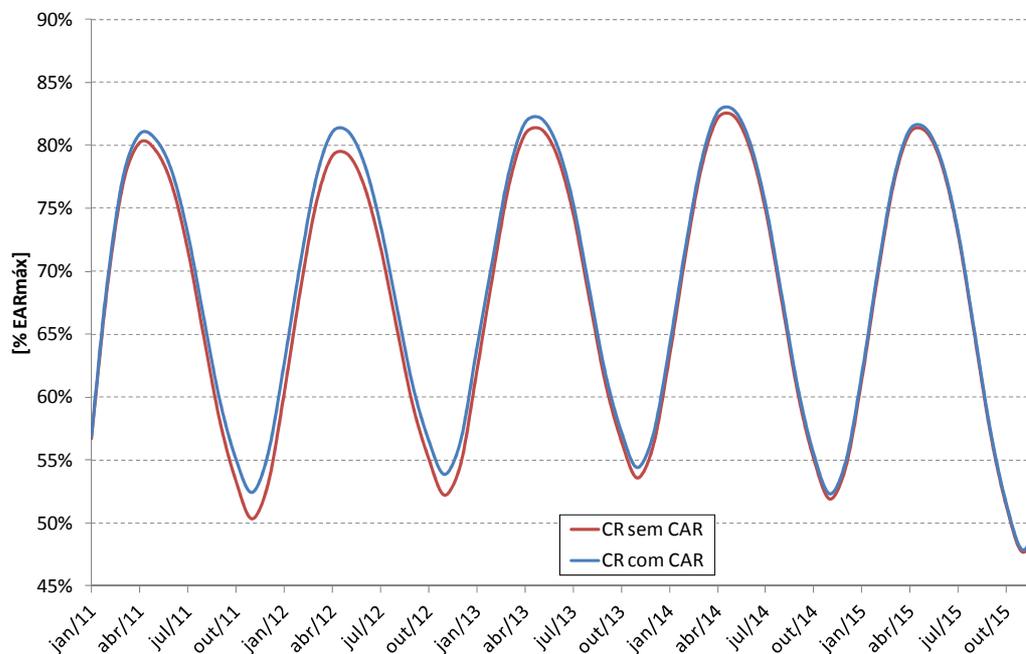


Figura 5.14 – Energia armazenada ao final de cada mês – CR – SIN

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste, tendo o maior reservatório equivalente do sistema, também possui a diferença máxima de armazenamento ao final do primeiro ano da simulação. Cabe ressaltar que cada 1 ponto percentual da capacidade de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste representa 10% da energia armazenável máxima do subsistema Sul. Conforme pode-se observar das Figuras 5.10 e 5.11, a redução do armazenamento esperado no subsistema Sul, apesar de significativa em relação à capacidade própria de estocagem de energia deste subsistema, tem como contrapartida a elevação do armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste que, mesmo possuindo uma variação relativamente pequena, possui um aumento significativo em termos absolutos da energia armazenada.

Com relação às regiões Norte e Nordeste, a consideração do mecanismo de aversão a risco, atualmente utilizado no planejamento da operação energética, eleva significativamente o armazenamento de energia do subsistema Nordeste ao longo dos dois primeiros anos do estudo, com ganhos de energia armazenada inclusive no primeiro semestre do terceiro ano.

O subsistema Norte, por sua vez, apesar de não ter nenhuma curva indicativa de armazenamento diretamente considerada neste estudo, também apresentou elevação do valor esperado da energia armazenada, principalmente ao longo do segundo semestre do ano de 2012, período em que esta região é caracteristicamente exportadora de energia.

5.4.1.2. Custo Marginal de Operação Médio Mensal

Os Custos Marginais de Operação (CMO) médios mensais, de uma maneira geral, possuem tendência de elevação no início do horizonte de estudo, assim como ocorre com o armazenamento, com a consideração da Curva de Aversão a Risco (CAR). Até o final do período úmido do segundo ano da simulação, os valores do CMO são mais elevados para o caso com a utilização das CAR, sendo este acréscimo da ordem de 40%.

A partir deste período, no entanto, há uma diminuição do custo marginal de, aproximadamente, 10% ao longo do segundo ano da simulação com esta diferença sendo reduzida do terceiro ano em diante.

Para os dois últimos anos do horizonte analisado, os valores de CMO médios mensais são muito próximos, independentemente da utilização ou não da CAR bianual.

As Figuras 5.15 a 5.18 apresentam a evolução dos custos marginais de operação médios mensais para cada subsistema.

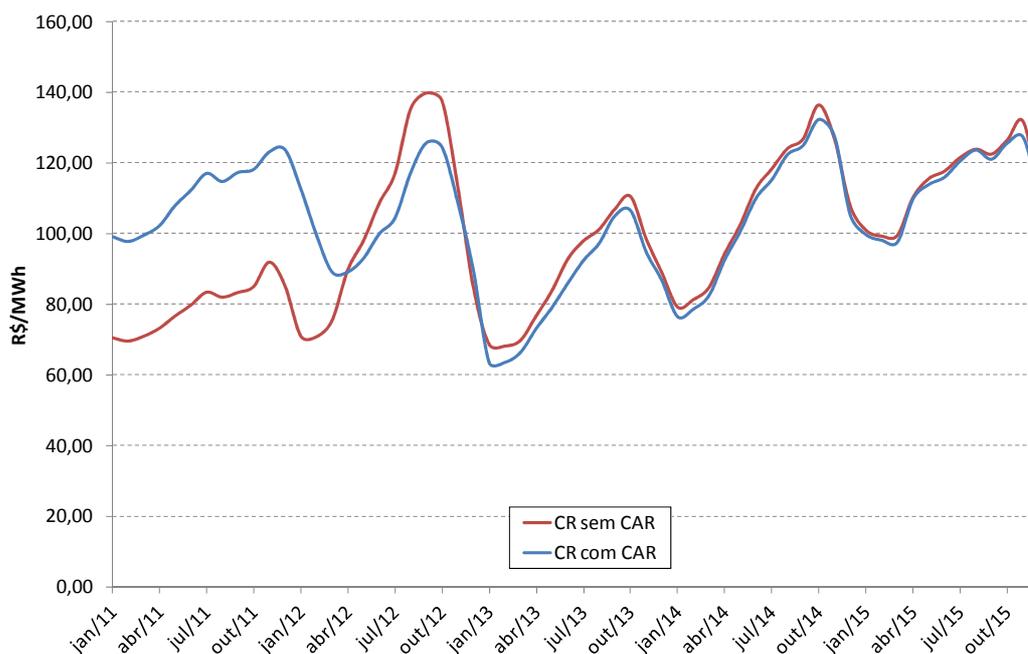


Figura 5.15 – Custo marginal de operação – CR – Sudeste/Centro-Oeste

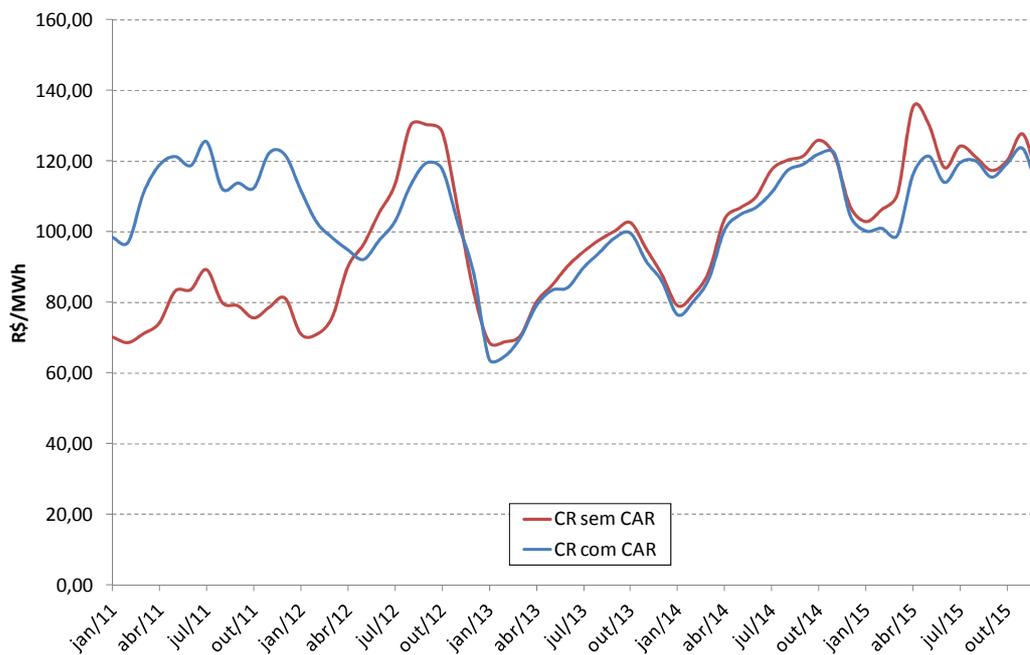


Figura 5.16 – Custo marginal de operação – CR – Sul

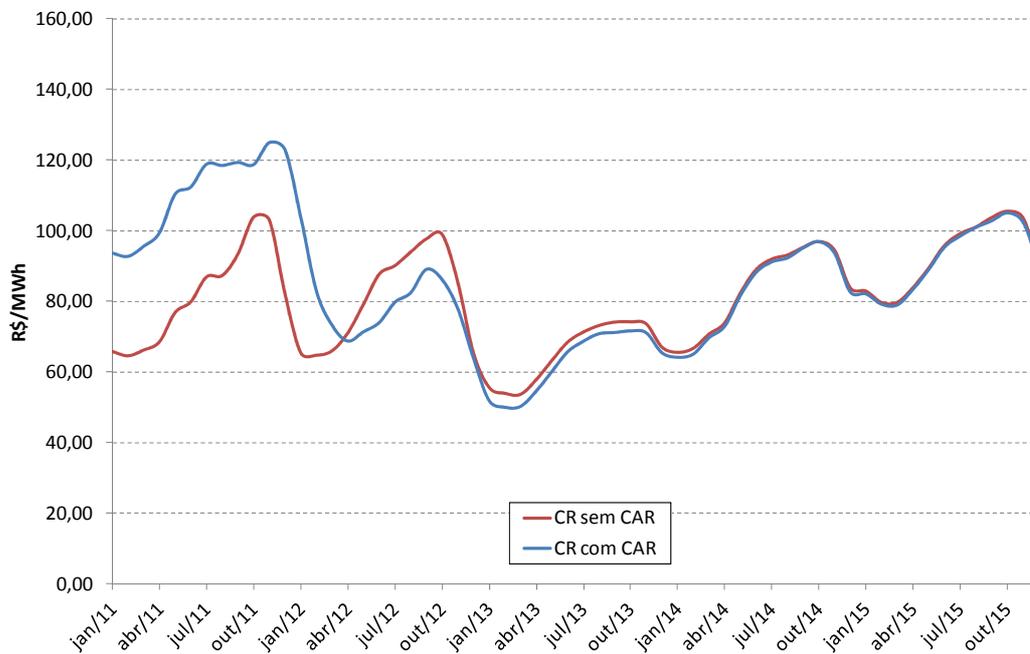


Figura 5.17 – Custo marginal de operação – CR – Nordeste

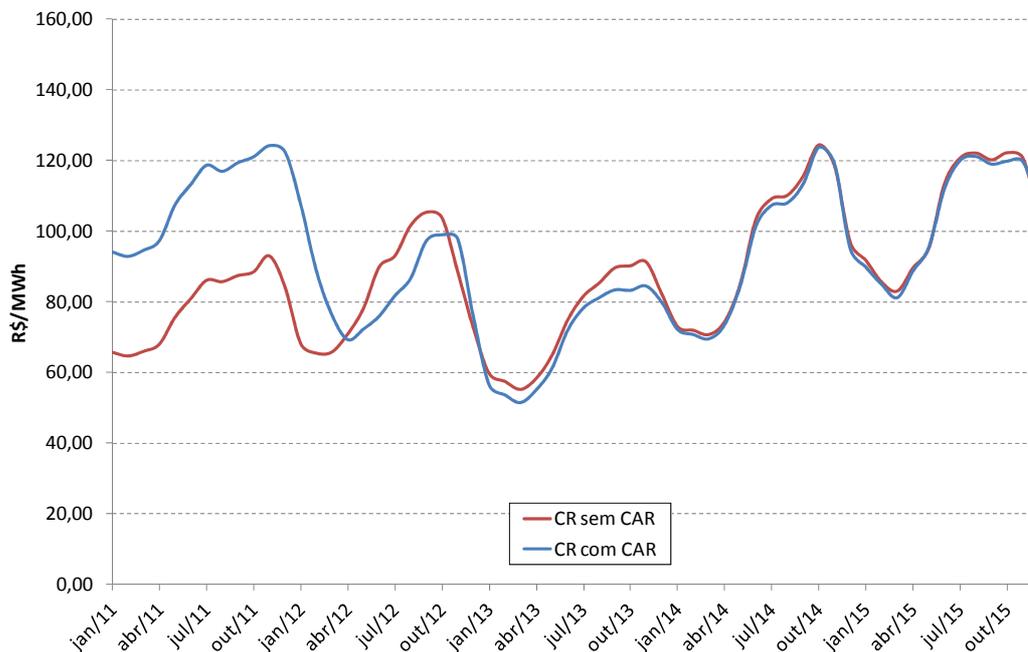


Figura 5.18 – Custo marginal de operação – CR – Norte

5.4.1.3. Vertimento

A expectativa de vertimento para cada subsistema foi analisada para os meses de período úmido do sistema interligado nacional, a saber de dezembro a abril. Para o primeiro ano do período considerado esta análise se restringiu aos meses de janeiro a abril uma vez que o horizonte de análise inicia-se em janeiro/2011.

Para os subsistemas Sudeste-Centro-Oeste e Sul, observam-se diferenças pouco significativas em relação ao montante de energia vertida com a consideração da CAR no modelo de planejamento da operação de médio prazo.

O subsistema Nordeste apresenta um aumento de, aproximadamente, 240 MW_{méd} de vertimento no período úmido de 2011/2012. Já para o subsistema Norte, que, naturalmente, é o subsistema que apresenta maior vertimento devido às suas características hidrológicas, observam-se aumentos nas expectativas de vertimento nos períodos úmidos de todo o horizonte analisado, porém com alguma significância apenas em 2011/2012, 2012/2013, período no qual se tem o maior aumento no vertimento, representando

560 MW_{méd}, e em 2014/2015. As Figuras 5.19 a 5.22, a seguir, mostram os valores esperados dos vertimentos por subsistema.

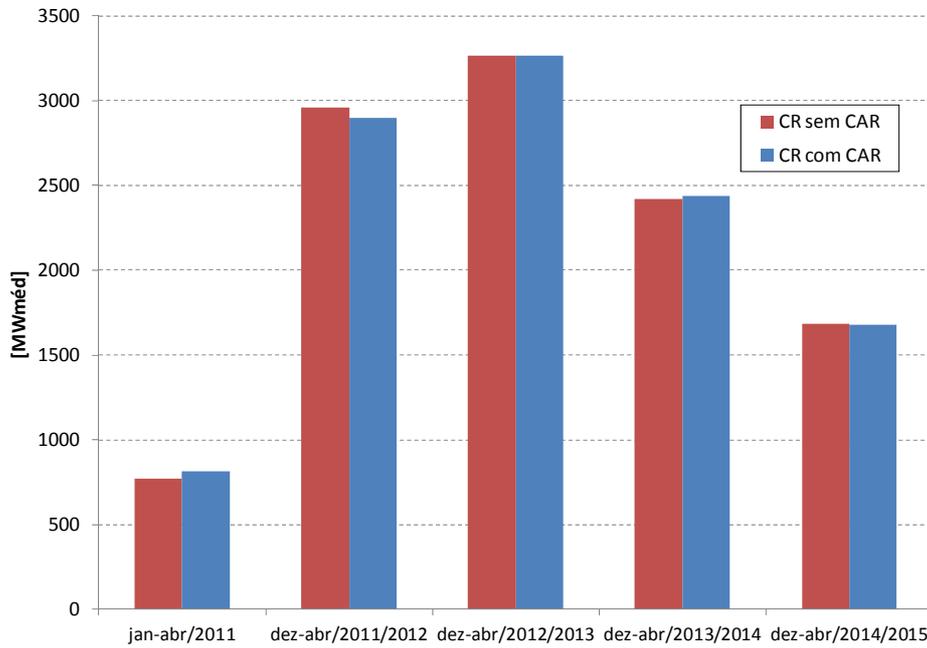


Figura 5.19 – Vertimento – CR – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

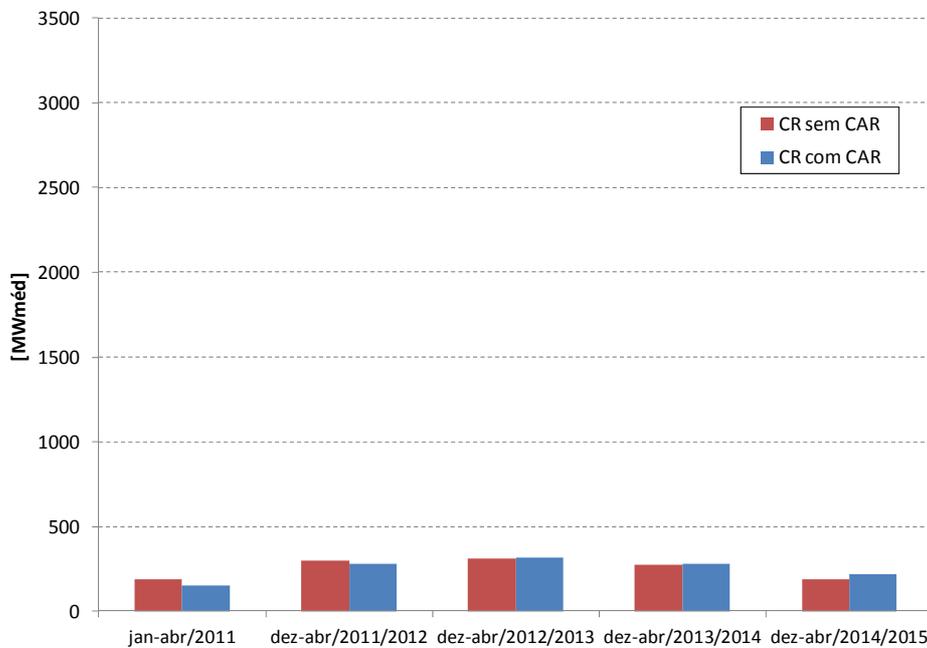


Figura 5.20 – Vertimento – CR – Subsistema Sul

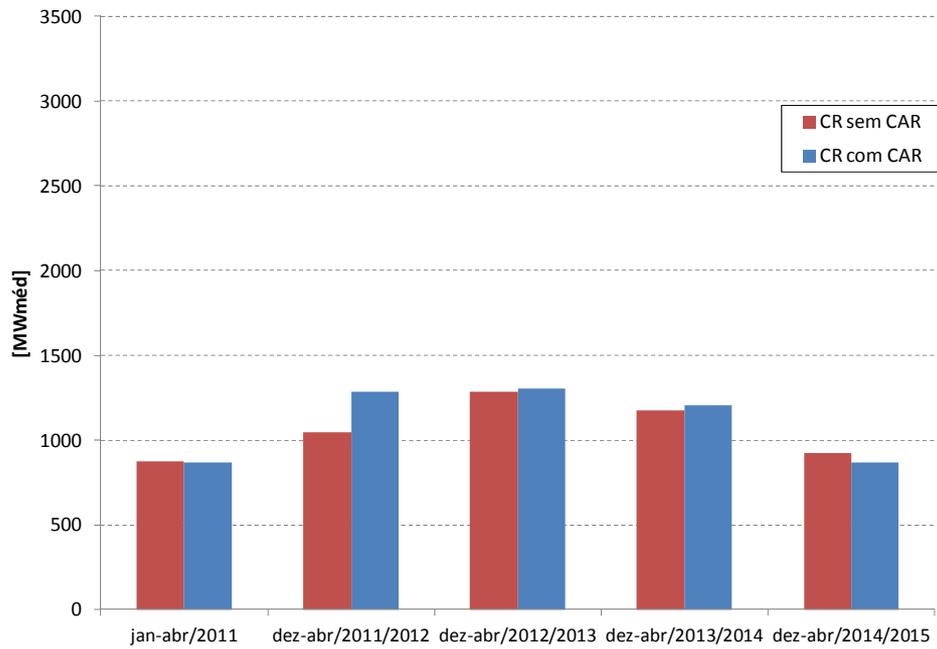


Figura 5.21 – Vertimento – CR – Subsistema Nordeste

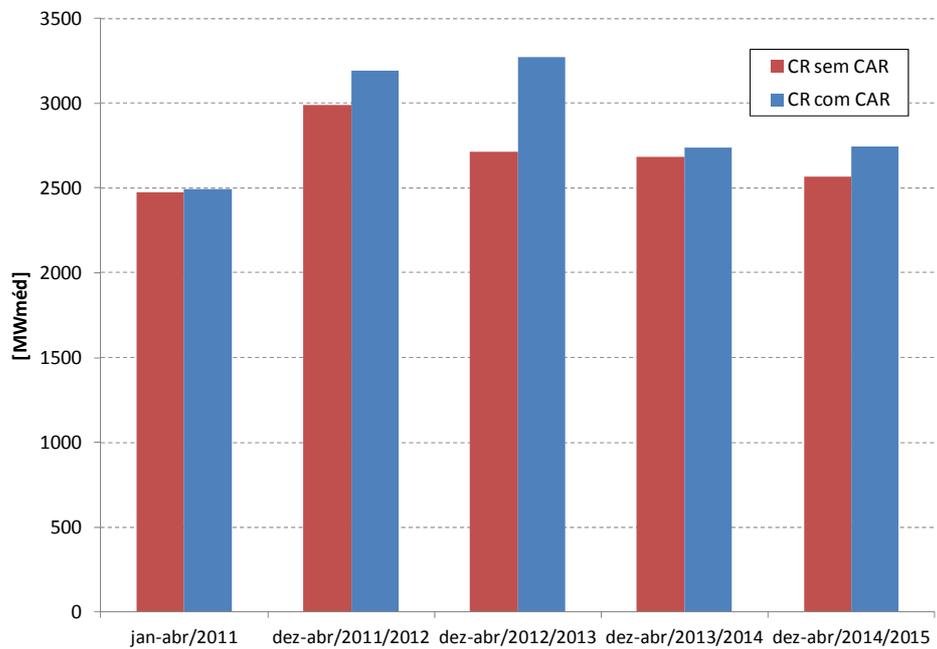


Figura 5.22 – Vertimento – CR – Subsistema Norte

5.4.1.4. Geração Hidráulica

As Figuras 5.23 a 5.26 apresentam o montante de geração hidráulica média mensal prevista para o cenário de referência em cada subsistema.

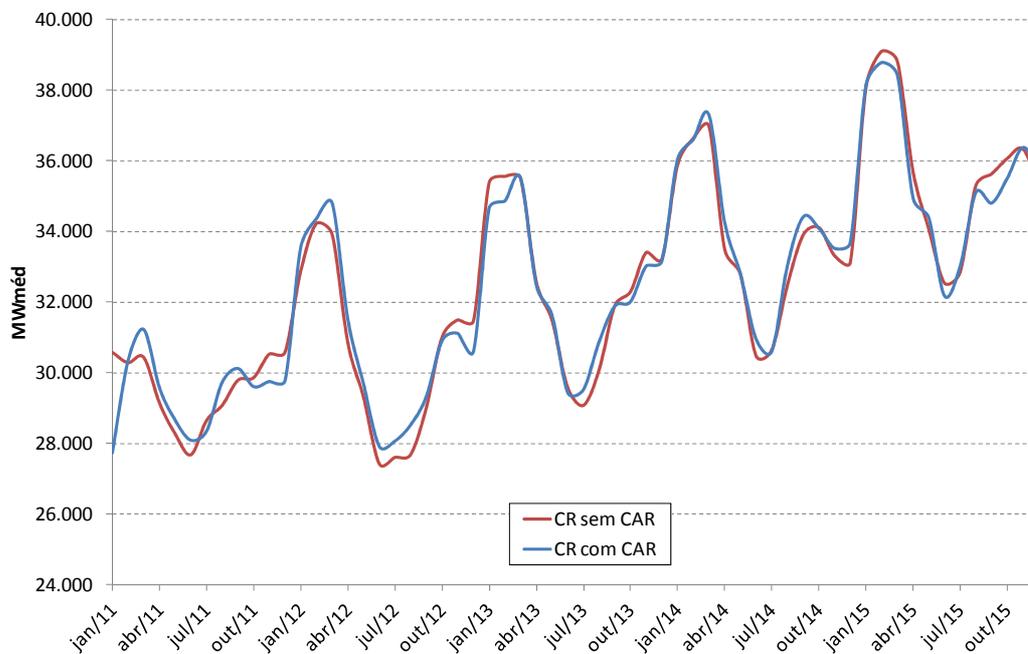


Figura 5.23 – Geração Hidráulica – CR – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

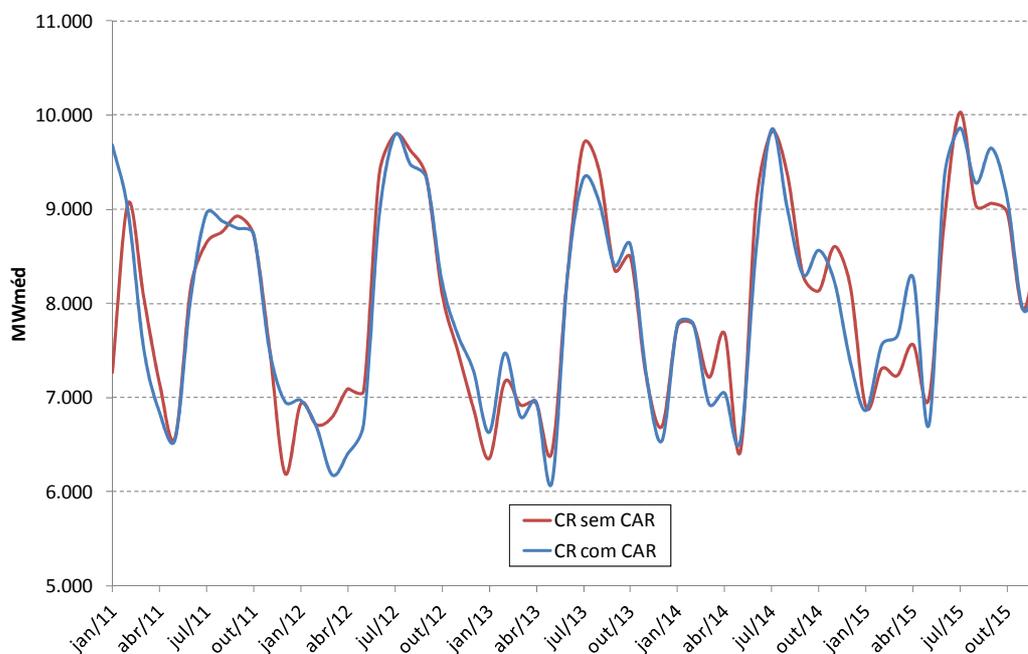


Figura 5.24 – Geração Hidráulica – CR – Subsistema Sul

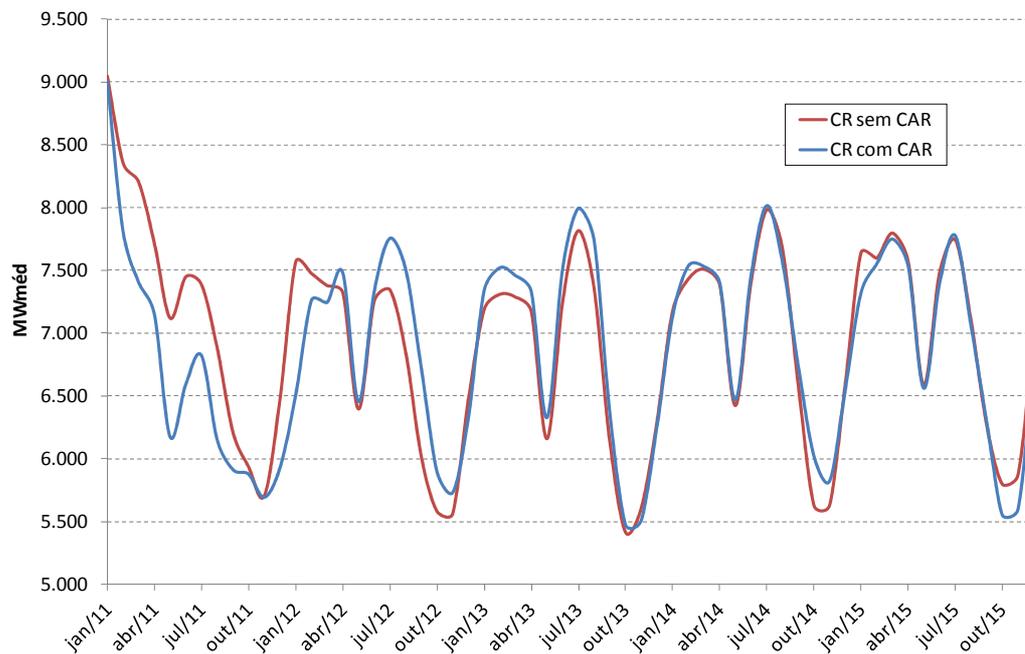


Figura 5.25 – Geração Hidráulica – CR – Subsistema Nordeste

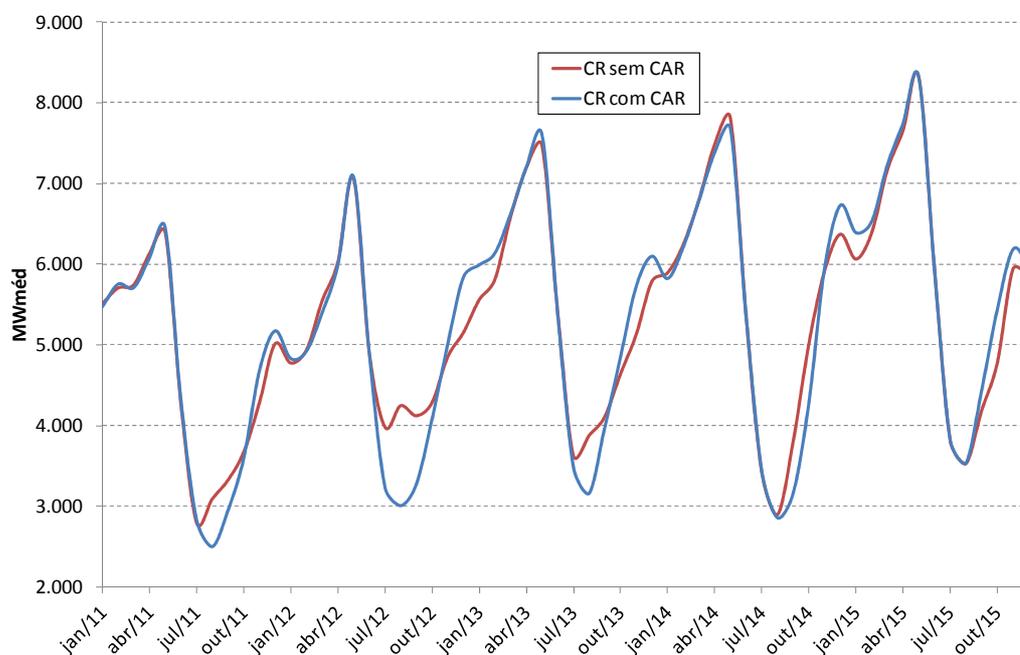


Figura 5.26 – Geração Hidráulica – CR – Subsistema Norte

A geração hidráulica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, apesar da forte redução no primeiro mês, compensada pelo significativo aumento da geração hidráulica no subsistema Sul neste mesmo período, apresenta uma pequena

elevação acumulada ao longo de todo o horizonte. A geração hidráulica total com a consideração da CAR para este subsistema Sudeste/Centro-Oeste aumenta em 1.630 MW_{méd}.

O subsistema Sul segue uma linha de tendência contrária ao do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, de forma que nos meses de aumento de geração hidráulica em um, há uma redução desse tipo de geração no outro. Ao longo de todo o período do estudo o subsistema Sul apresenta uma redução pouco significativa da geração hidráulica de, aproximadamente, 140 MW_{méd}.

Para o subsistema Nordeste, observa-se que há uma significativa retração na geração proveniente de hidroelétricas até final do período úmido no segundo ano da simulação de, aproximadamente, 7.410 MW_{méd}, levando a um aumento da energia armazenada neste subsistema, conforme observado na Figura 5.12. A partir deste período há uma tendência de elevação da geração hidráulica neste subsistema que, acumulada até o final de 2015, alcança 3.620 MW_{méd}.

Nos meses característicos de deplecionamento da região Norte, há uma redução da geração hidráulica com a consideração das CAR nos demais subsistemas. Essa redução acumulada ao longo de todo o horizonte alcança 1.400 MW_{méd}.

5.4.1.5. Geração Térmica

Com a consideração da CAR, observa-se a tendência de aumento na expectativa de geração térmica para o primeiro ano do horizonte de estudo em todos os subsistemas.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que representa, aproximadamente, 60% da geração térmica total, apresenta uma elevação da geração térmica de 10% no início do primeiro ano da simulação, e uma redução pouco significativa ao longo dos demais anos. O valor adicionado na geração térmica pela consideração da CAR nos 5 anos do horizonte de estudo representa 2.450 MW_{méd} de energia.

O subsistema Sul, com uma capacidade de geração térmica menor que a do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, apresenta uma diferença significativa do valor esperado de geração termoelétrica apenas no primeiro ano do estudo. A partir do segundo ano, as expectativas de geração térmica são muito próximas,

independentemente da consideração ou não da CAR. O aumento acumulado no valor esperado de despacho térmico no subsistema Sul é de 870 MW_{méd}.

No subsistema Nordeste, há um aumento da geração térmica no primeiro ano da simulação e uma redução no segundo e terceiro anos. Para os demais anos não há alteração significativa do valor esperado de despacho térmico. A variação acumulada representa um aumento de, aproximadamente, 860 MW_{méd}.

O subsistema Norte, devido ao reduzido parque térmico disponível, apresenta uma variação pouco significativa na geração térmica com a consideração da CAR para os demais subsistemas. E mesmo a partir de 2013, com a integração de algumas usinas das regiões de Manaus e Macapá, não são observados valores diferentes entre o caso com e sem a consideração da CAR.

As Figuras 5.27 a 5.30 apresentam a expectativa de geração térmica, respectivamente, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte para o cenário de referência.

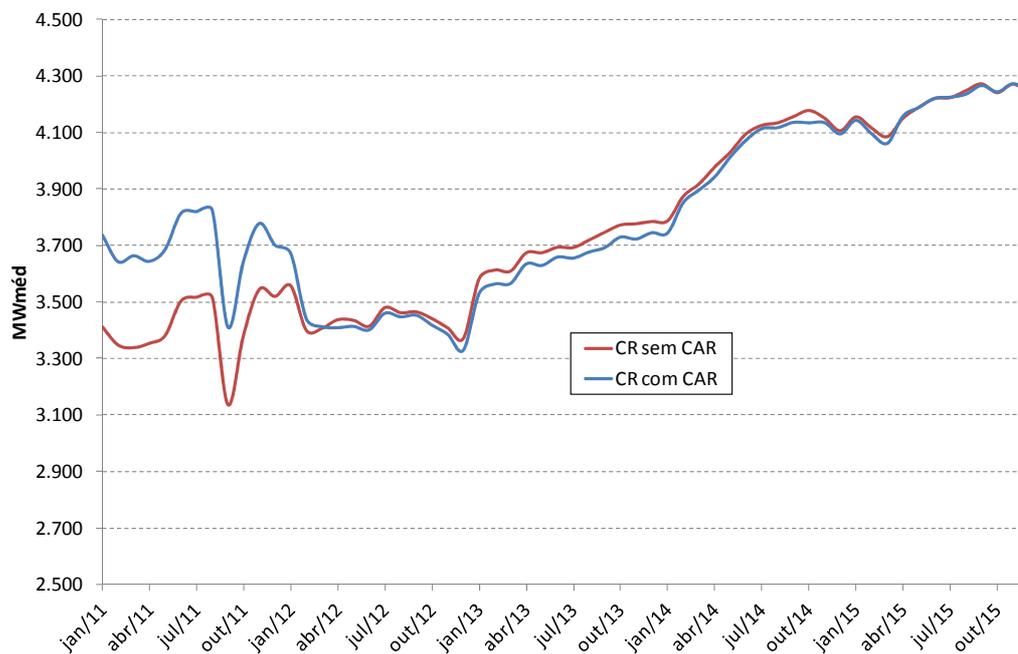


Figura 5.27 – Geração Térmica – CR – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

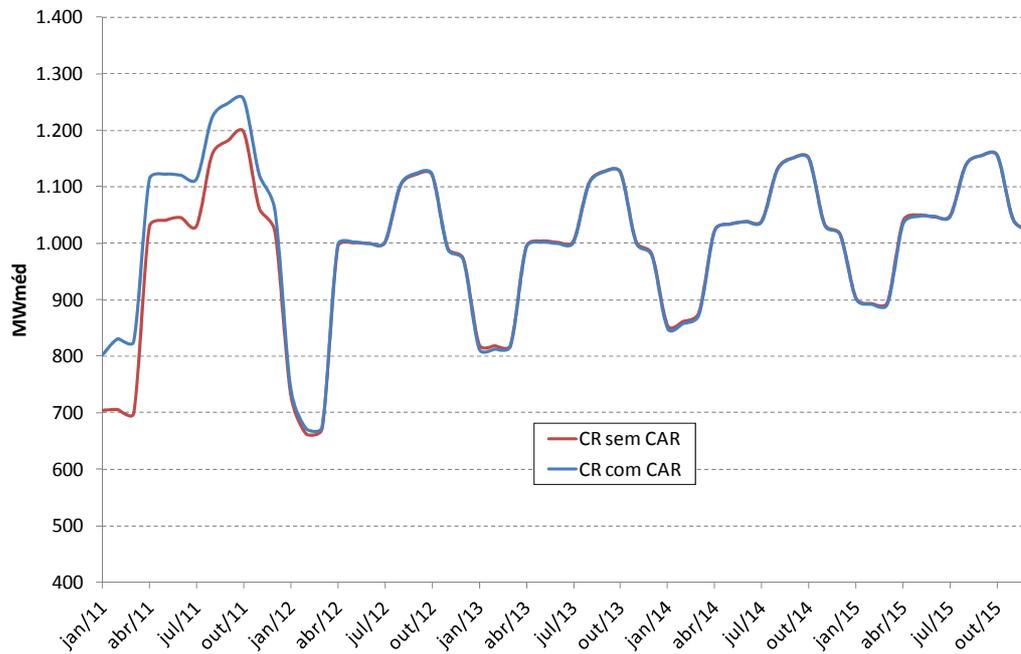


Figura 5.28 – Geração Térmica – CR – Subsistema Sul

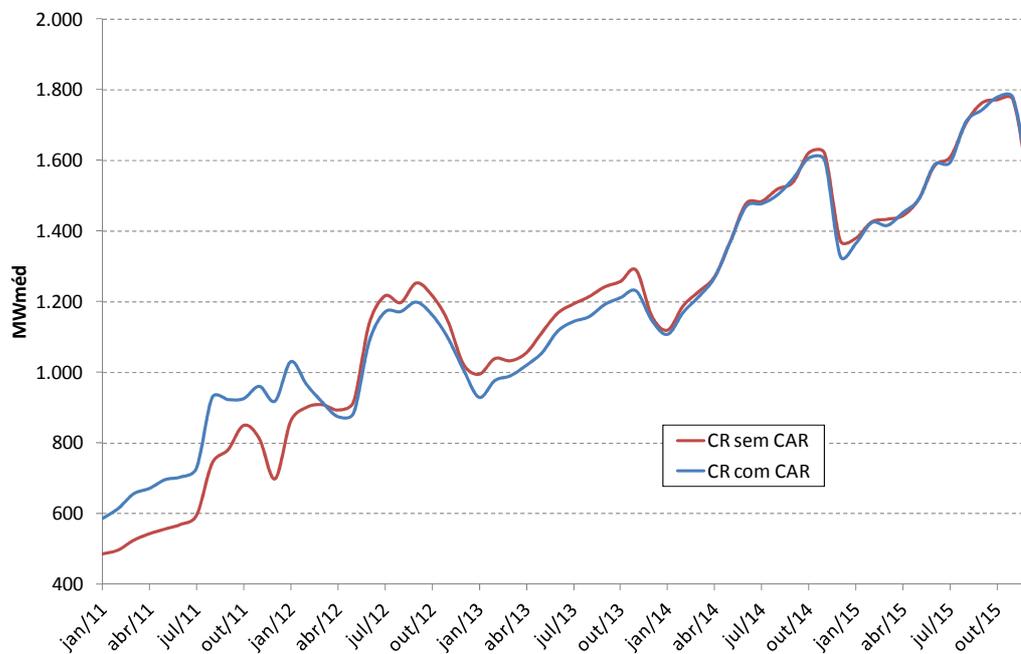


Figura 5.29 – Geração Térmica – CR – Subsistema Nordeste

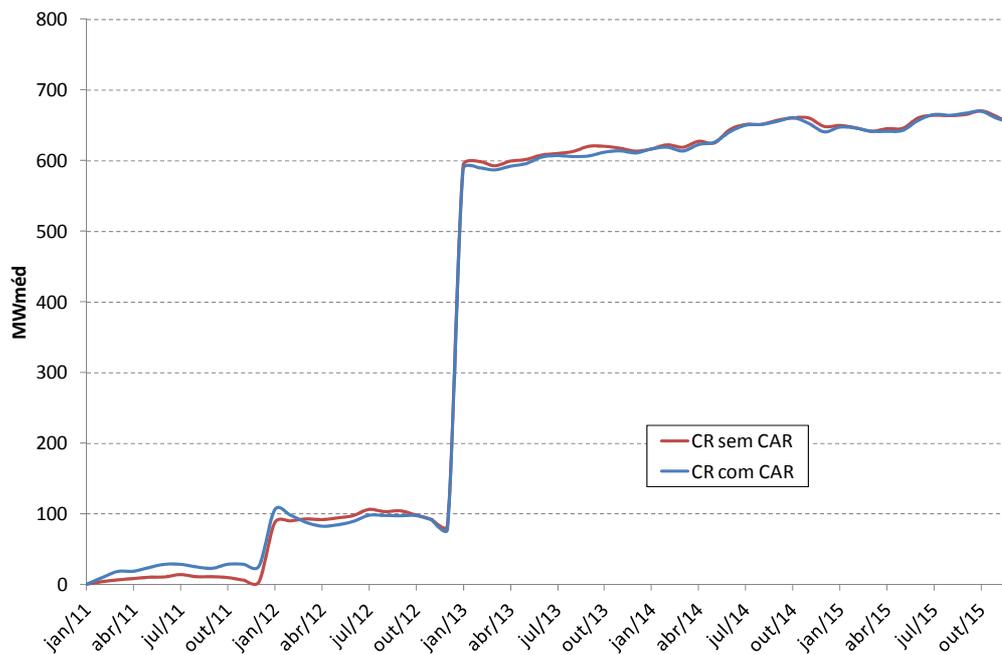


Figura 5.30 – Geração Térmica – CR – Subsistema Norte

5.4.1.6. CMO Médio Anual

O impacto da consideração das Curvas de Aversão a Risco é semelhante para todos os subsistemas em relação ao Custo de Operação médio anual. Há uma elevação do valor esperado desse custo apenas para o primeiro ano de simulação de, aproximadamente, R\$30,00/MWh.

Esse aumento indica uma operação com um custo superior comparativamente ao caso sem a consideração da CAR e reflete o acréscimo da geração térmica, visto no item anterior, para esse período.

Para os demais anos não há variação significativa no CMO médio anual, conforme pode ser observado nas Figuras 5.31 a 5.34, a seguir.

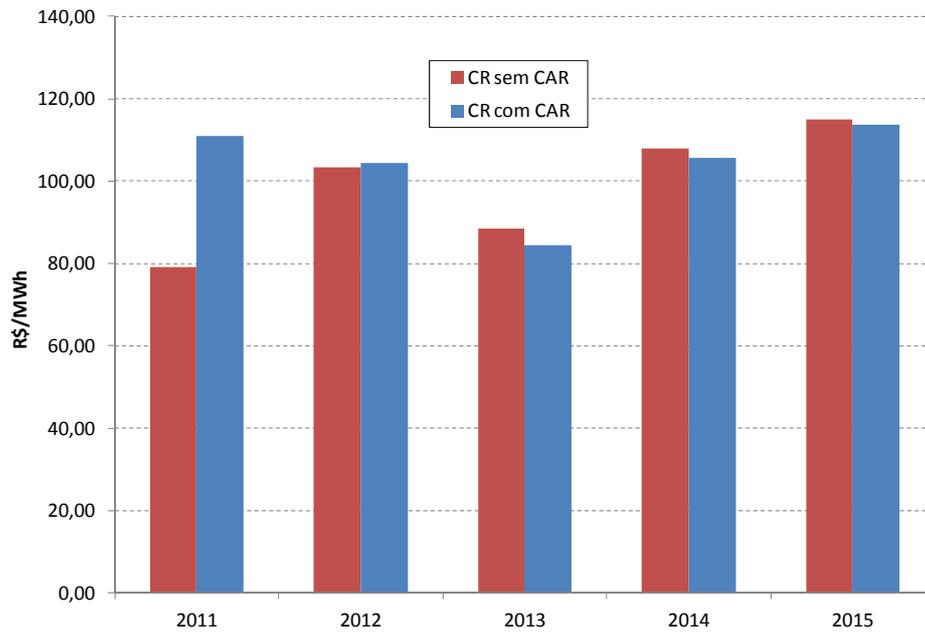


Figura 5.31 – CMO médio anual – CR – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

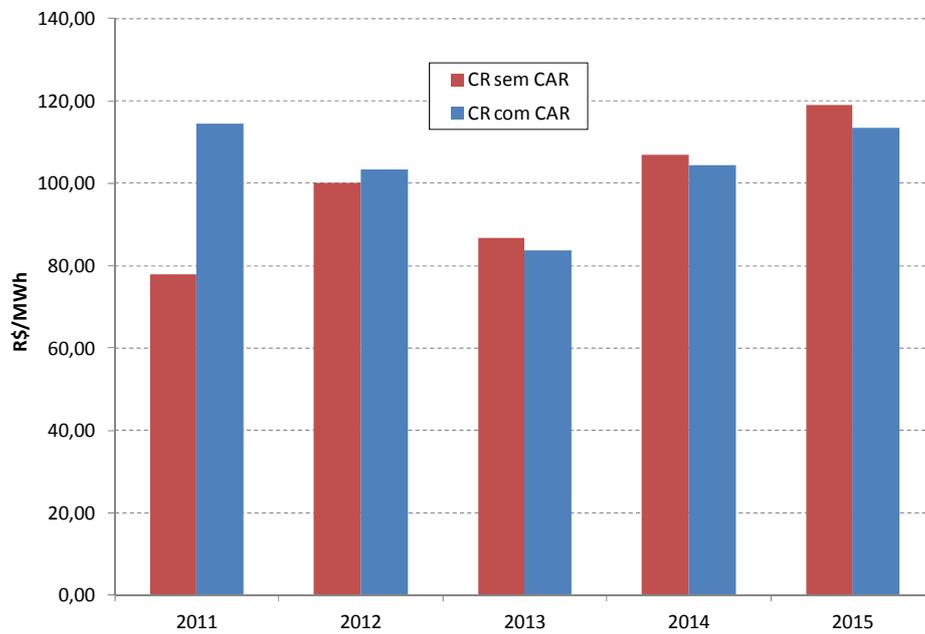


Figura 5.32 – CMO médio anual – CR – Subsistema Sul

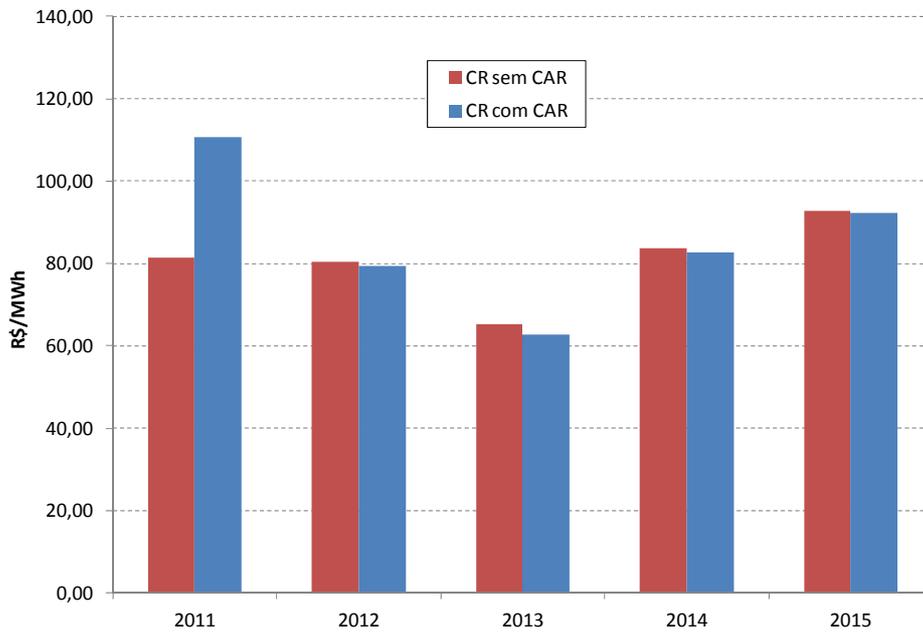


Figura 5.33 – CMO médio anual – CR – Subsistema Nordeste

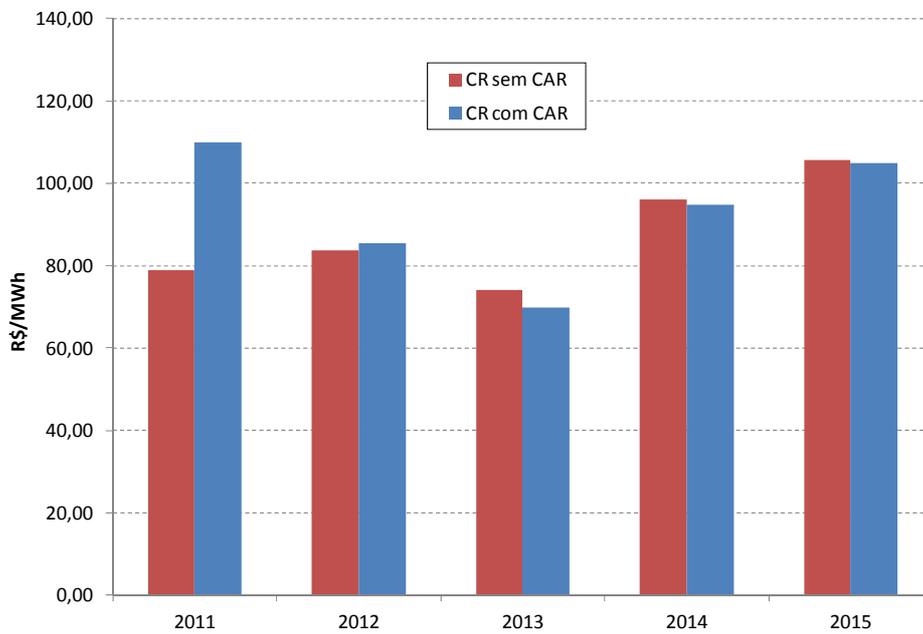


Figura 5.34 – CMO médio anual – CR – Subsistema Norte

5.4.1.7. Energia Não Suprida

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste é o subsistema que apresenta maiores valores esperados de não suprimento de energia. No entanto deve-se levar em consideração que este subsistema representa, aproximadamente, 60% da carga do SIN. Com a consideração da CAR, há uma redução significativa da energia não suprida neste subsistema nos dois primeiros anos de simulação. Para o restante do horizonte observa-se uma redução menor da expectativa do não suprimento de energia.

Para os demais subsistemas há uma redução mais significativa no segundo ano da simulação.

Nos subsistemas Nordeste e Norte são observados valores pequenos de energia não suprida. Isso ocorre devido à baixa demanda de energia elétrica da região Norte e à elevada oferta térmica prevista para a região Nordeste.

As Figuras 5.35 a 5.38 apresentam os valores esperados anuais da energia não suprida dos subsistemas do SIN.

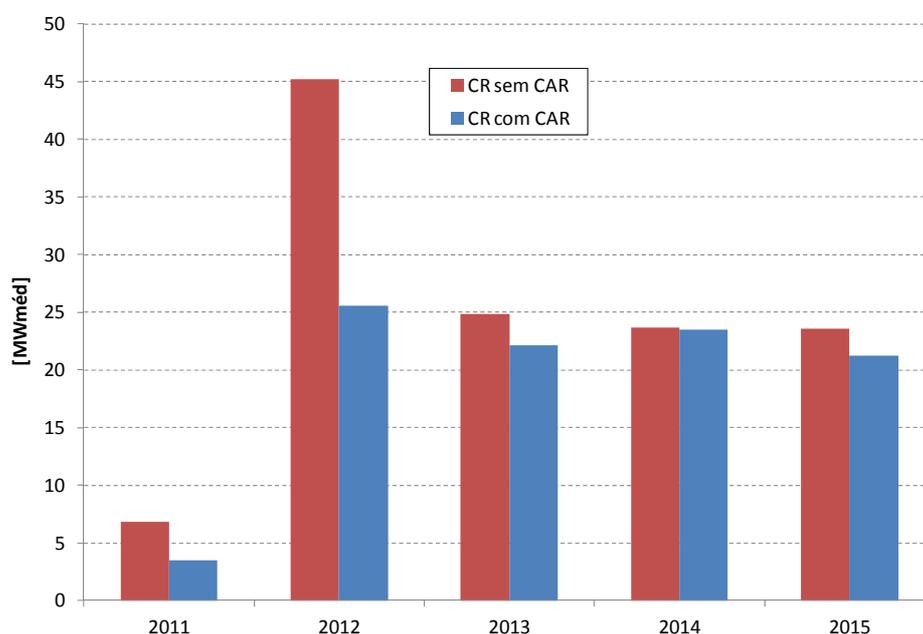


Figura 5.35 – Valor esperado da energia não suprida – CR – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

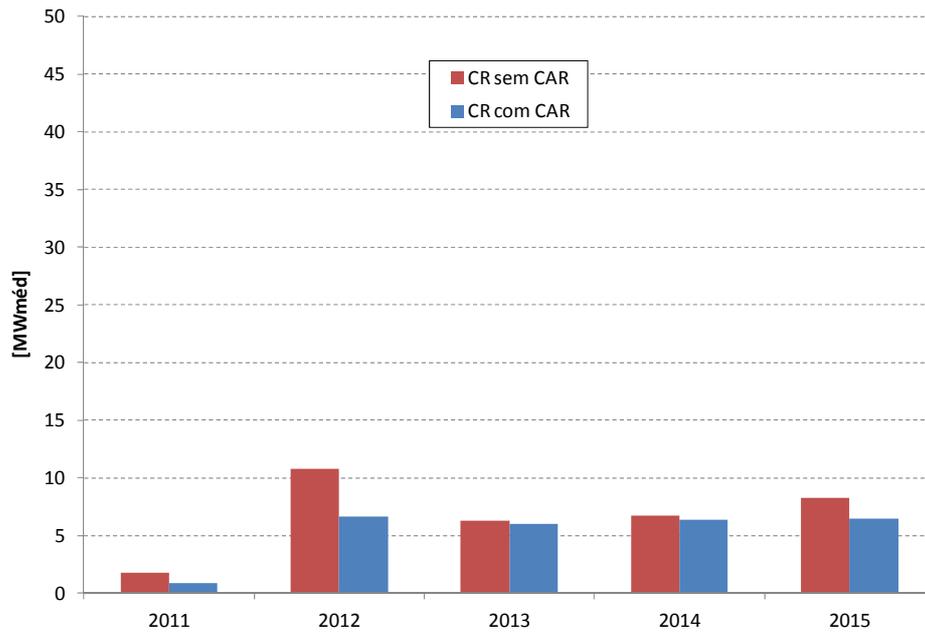


Figura 5.36 – Valor esperado da energia não suprida – CR – Subsystema Sul

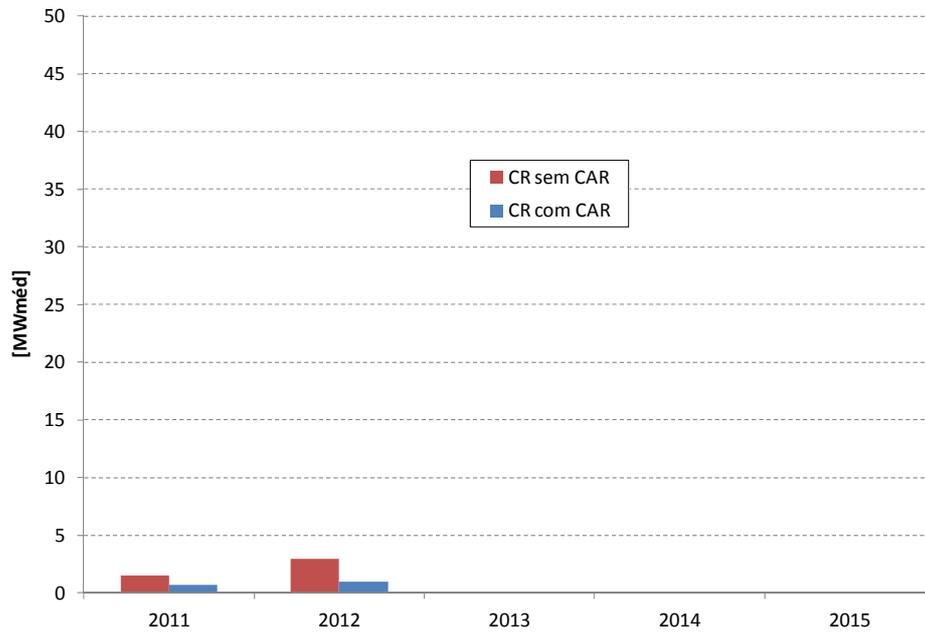


Figura 5.37 – Valor esperado da energia não suprida – CR – Subsystema Nordeste

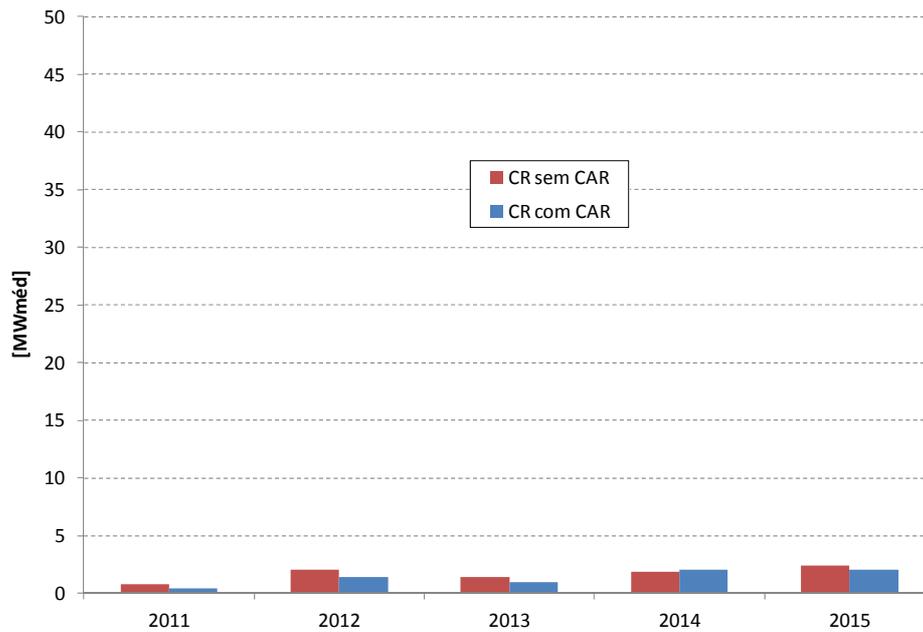


Figura 5.38 – Valor esperado da energia não suprida – CR – Subsistema Norte

5.4.1.8. Custo Total de Operação

O custo total de operação do cenário de referência com a consideração das CAR (aproximadamente, R\$29,6x10⁹) é superior ao custo total do caso sem a utilização dessas curvas de segurança (aproximadamente, R\$28,2x10⁹).

Analisando-se as principais parcelas componentes do custo total de operação de cada caso, conforme mostrado na Figura 5.39, observa-se um aumento no custo da geração térmica da ordem de R\$940 milhões parcialmente compensados pela redução no custo do não suprimento de energia de R\$640 milhões.

No entanto, com a consideração das CAR, há uma redução do custo de operação da ordem de R\$2.260 milhões evitando-se violações dos outros usos da água que não a geração de energia elétrica. Esses outros usos da água englobam desde a navegabilidade em alguns rios e a manutenção da ictiofauna até a dessedentação de animais, irrigação e abastecimento de cidades.

Considerando-se a soma das parcelas de custo de geração térmica, déficit e penalidade pela violação dos outros usos da água, o caso considerando as CAR possui uma redução de R\$1.960 milhões em relação ao caso sem as CAR.

A parcela da penalidade de violação da CAR representa R\$3.360 milhões, o que leva ao caso com CAR possuir um custo total de operação superior ao caso sem CAR.

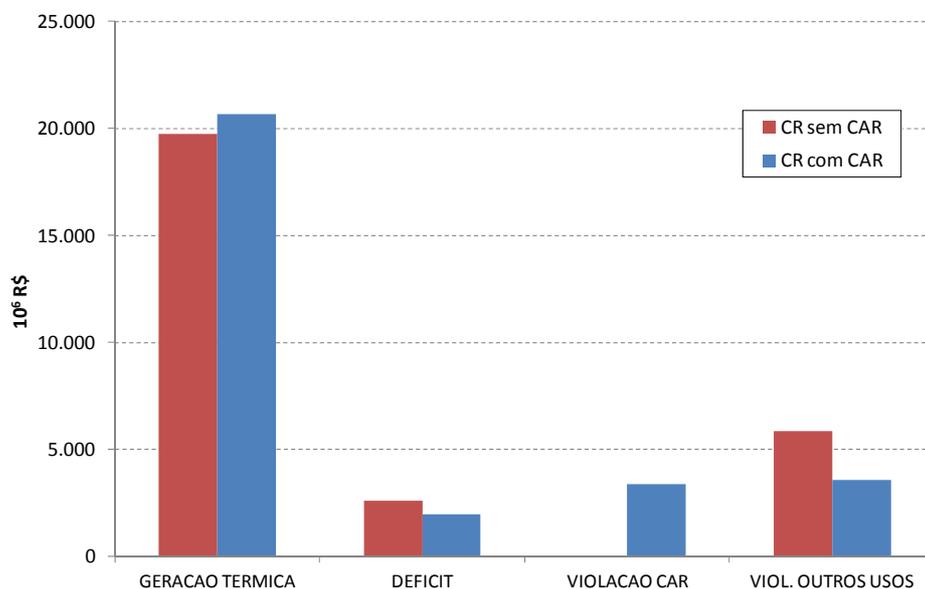


Figura 5.39 – Custo total de operação – CR

5.4.2. Cenário de Sensibilidade 1 (CS1)

5.4.2.1. Energia Armazenada

Da mesma forma que explicitado no item 5.4.1.1, foi calculada a energia armazenada para cada subsistema considerando o Cenário de Sensibilidade 1 apresentado anteriormente.

As energias armazenáveis máximas são idênticas às do Cenário de Referência devido a não alteração da configuração hidráulica no CS1. Esses valores estão apresentados nas Tabelas 5.4 a 5.7.

A Figura 5.40 apresenta a evolução dos armazenamentos para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte e a Figura 5.41 mostra a evolução do armazenamento do SIN.

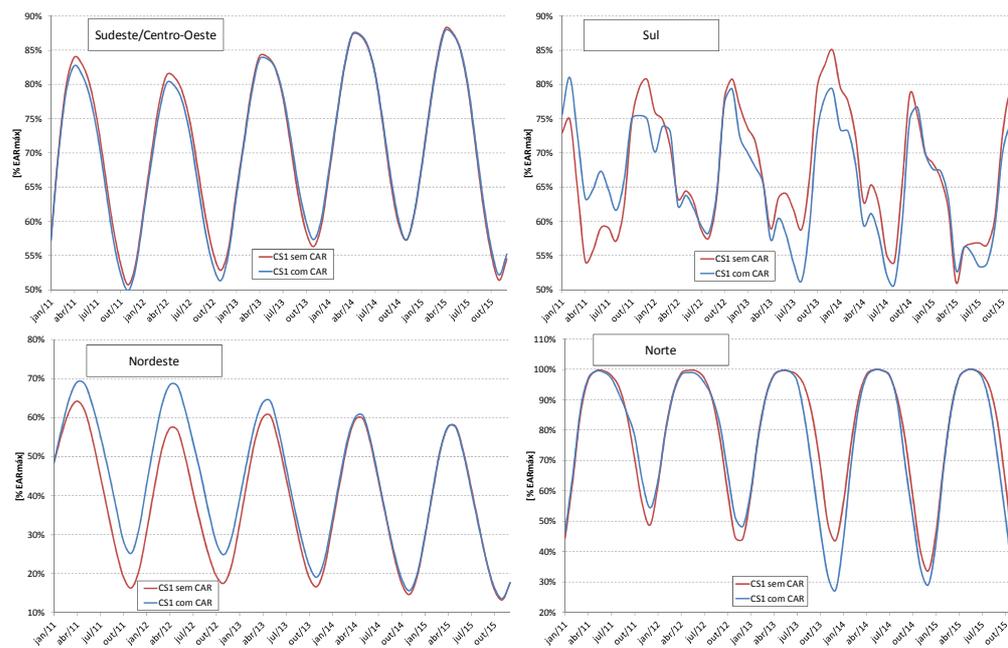


Figura 5.40 –Energia armazenada ao final de cada mês – CS1

Com a consideração das CAR, o Sudeste/Centro-Oeste, que possui uma curva indicativa de armazenamento mínimo com valores relativamente baixos, tem o seu armazenamento reduzido até o final do período úmido do terceiro ano de simulação, em média, 1,2% da energia armazenável máxima, ou 2.360 MWméd.

Essa redução, no entanto, é compensada e superada pelo aumento da energia armazenada nos demais subsistemas.

O subsistema Sul tem um aumento médio de 780 MWméd ao longo do primeiro ano e uma redução de 200 MWméd no segundo ano, equivalente a uma elevação média de 4,0% EARMáx em 2011 e uma diminuição de 1,0% EARMáx em 2012.

O subsistema Nordeste possui um ganho significativo de energia armazenada, principalmente, até o final do terceiro ano do horizonte de estudo. No primeiro ano, esse incremento no armazenamento corresponde, em média, a 3.720 MWméd ou 7,2% da EARMáx. No segundo ano, o aumento médio sobe para 5.590 MWméd, equivalentes a 10,8% da EARMáx.

O subsistema Norte, apesar de não possuir, explicitamente, no modelo uma CAR, com as restrições de armazenamento incorporadas nos outros subsistemas, esta região apresenta uma elevação nos armazenamentos ao longo dos dois primeiros anos e uma redução a partir do terceiro ano do horizonte de simulação.

Através da Figura 5.41, que apresenta a evolução da energia armazenada para o Sistema Interligado Nacional, observa-se a existência de diferenças significativas na energia armazenada apenas nos dois primeiros anos do horizonte, com uma elevação do armazenamento para o caso com a consideração das Curvas de Aversão a Risco.

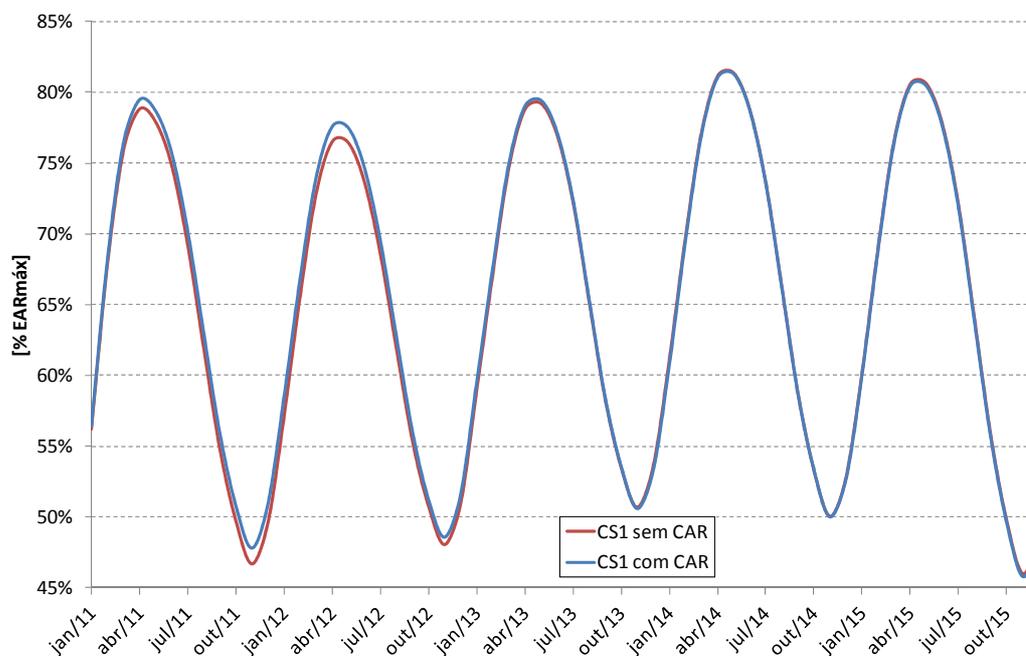


Figura 5.41 –Energia armazenada ao final de cada mês – CS1 – SIN

5.4.2.2. Custo Marginal de Operação Médio Mensal

Os Custos Marginais de Operação médios mensais, da mesma forma que no Cenário de Referência, mantêm a tendência de elevação no início do horizonte de estudo. Neste Cenário de Sensibilidade 1, a elevação média é da ordem de 20% e se estende até o final do período úmido do segundo ano da simulação.

A partir deste período, não há diferença significativa para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Para os subsistemas Nordeste e Norte, há uma redução de, aproximadamente, 5% ao longo do segundo ano até o final do período úmido do terceiro ano.

Depois desse período, os valores de CMO não apresentam diferenças significativas com a utilização das CAR.

A Figura 5.42 apresenta a evolução dos custos marginais de operação médios mensais para cada subsistema.

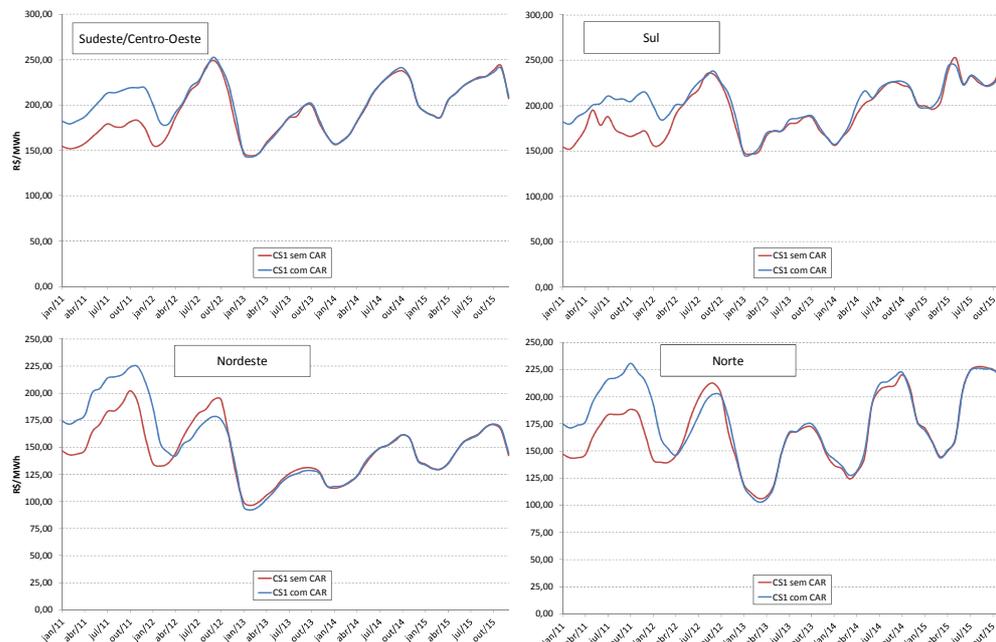


Figura 5.42 – Custo marginal de operação – CS1

5.4.2.3. Vertimento

A Figura 5.43 apresenta a expectativa de vertimento para cada subsistema do SIN ao longo dos períodos úmidos do horizonte de simulação.

Observa-se que, em relação ao Cenário de Referência, os valores totais de vertimento são inferiores devido ao aumento do mercado de energia considerado neste Cenário de Sensibilidade 1.

O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por ter seu armazenamento um pouco reduzido com a consideração da CAR nos dois primeiros anos do estudo, tem também, o valor esperado de vertimento ligeiramente reduzido nesse período. O subsistema Sul também apresenta uma pequena redução da energia vertida.

Os subsistemas Nordeste e Norte, por outro lado, por terem um armazenamento mais elevado durante o período de vigência da CAR, têm um pequeno aumento do vertimento ao longo dos dois primeiros anos de simulação. Essa tendência se mantém no Nordeste, ao passo que se inverte no Norte levando a menores vertimentos com a consideração da CAR a partir do terceiro ano de simulação.

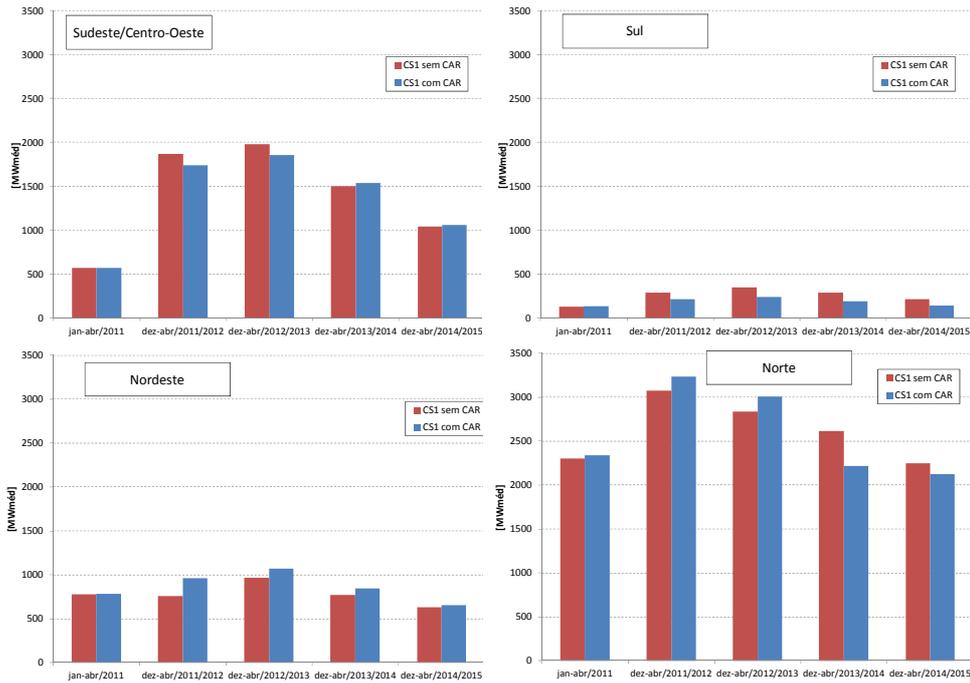


Figura 5.43 – Vertimento – CS1

5.4.2.4. Geração Hidráulica

Através da Figura 5.44 pode-se observar o comportamento da geração hidráulica dos diferentes subsistemas para o Cenário de Sensibilidade 1.

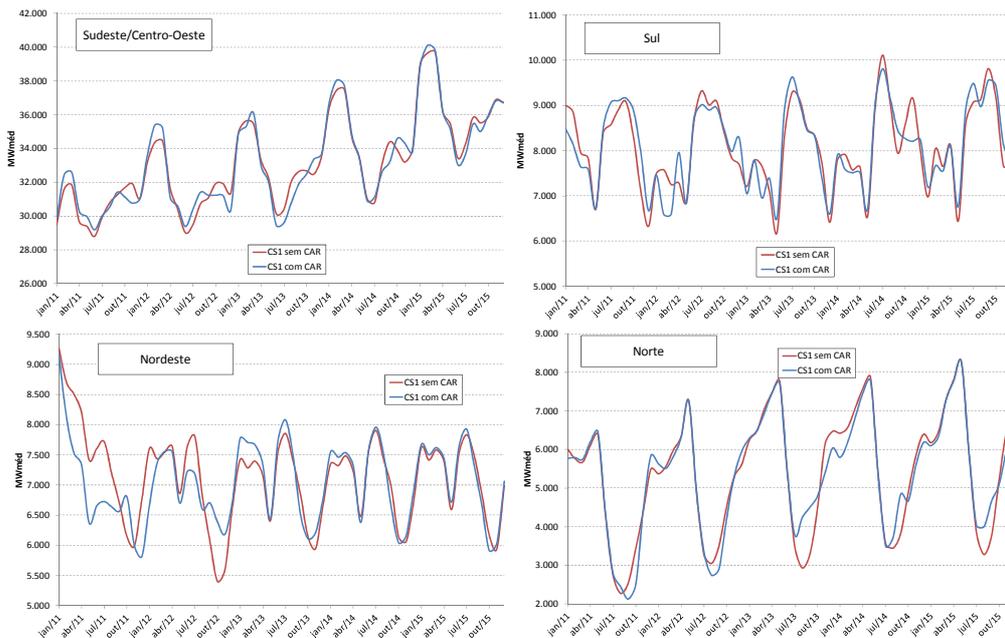


Figura 5.44 – Geração hidráulica – CS1

A geração hidráulica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com a consideração das CAR, possui uma variação correlacionada negativamente com a variação da geração hidráulica da região Sul. Até o início do segundo semestre de 2012, há uma elevação acumulada da geração hidráulica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 5.200 MW_{méd} e no Sul há uma redução, neste mesmo período, de 480 MW_{méd}. Para o restante do horizonte, há uma retração da geração hidráulica no Sudeste/Centro-Oeste de, aproximadamente, 5.900 MW_{méd}, e uma elevação no Sul de 1.320 MW_{méd}.

A região Nordeste, responsável pela maior diferença na geração hidráulica no SIN com a consideração das CAR, e a região Norte possuem uma retração na geração hidráulica até o início do segundo semestre de 2012 de 8.960 MW_{méd} e 770 MW_{méd}, respectivamente. No restante do horizonte de simulação, há uma elevação de 4.660 MW_{méd}, no Nordeste, e 1.160 MW_{méd}, no Norte, da geração proveniente das usinas hidroelétricas.

5.4.2.5. Geração Térmica

A Figura 5.45 apresenta os valores esperados de geração térmica para o Cenário de Sensibilidade 1, com e sem a consideração das CAR.

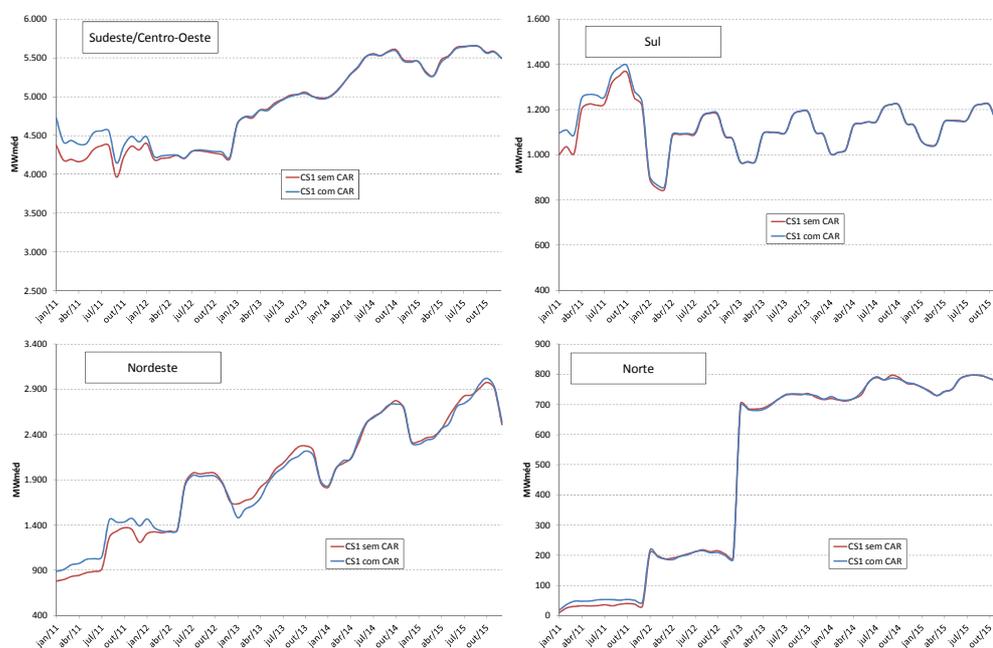


Figura 5.45 – Geração térmica – CS1

Em todos os subsistemas observa-se um aumento na geração térmica ao longo do primeiro ano do horizonte de simulação.

Nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, a partir do segundo ano, não ocorrem diferenças significativas com a consideração das CAR.

No subsistema Nordeste, por sua vez, há uma inversão na tendência de geração térmica a partir do segundo ano. A consideração da CAR, desta forma, ocasiona uma antecipação do despacho térmico para este subsistema com retração da geração hidráulica elevando os níveis de armazenamento conforme pode ser constatado nos itens anteriores.

5.4.2.6. CMO Médio Anual

Os impactos da consideração das Curvas de aversão a Risco para o Cenário de Sensibilidade 1 são semelhantes aos impactos obtidos para o Cenário de Referência para o Custo Marginal de Operação médio anual. Há uma elevação significativa do valor esperado desse custo apenas para o primeiro ano de simulação da ordem de R\$30,00/MWh.

Essa elevação é compatível o despacho térmico superior, neste período, para o caso com a consideração da CAR, ocasionando um aumento no custo de operação.

Para os demais anos, não há alteração significativa no CMO médio anual, conforme pode ser observado na Figura 5.46.

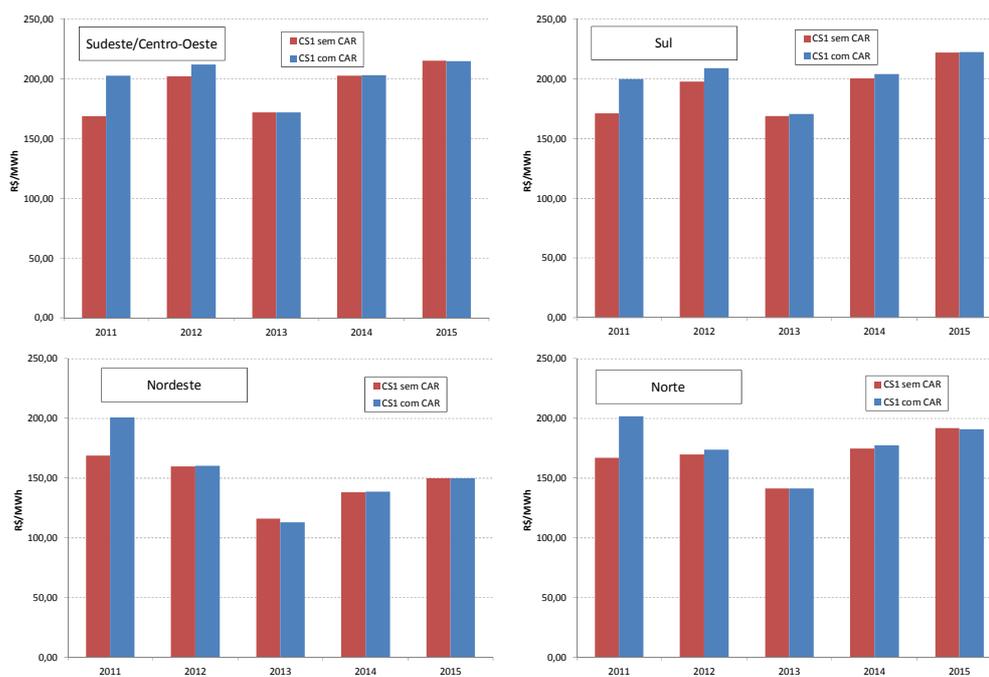


Figura 5.46 – CMO médio anual – CS1

5.4.2.7. Energia Não Suprida

Com o cenário de elevação de 5% na carga do Sistema Interligado Nacional, os valores esperados de energia não suprida para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, aproximadamente, dobram, alcançando 90 MWmed em 2012. Neste cenário de carga elevada, no entanto, a consideração da CAR não reduz, significativamente, a expectativa de energia não suprida, conforme pode apresentado na Figura 5.47, a seguir.

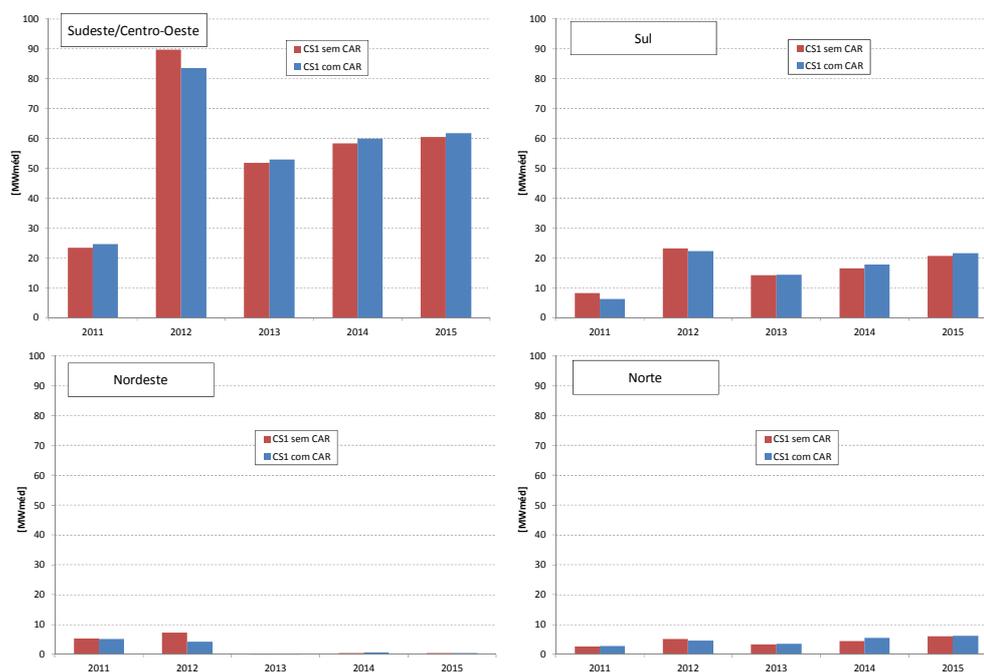


Figura 5.47 – Valor esperado da energia não suprida – CS1

5.4.2.8. Custo Total de Operação

O custo total de operação para o CS1 com a consideração das Curvas de Aversão a Risco é elevado em, aproximadamente, R\$1.700 milhões em relação ao caso sem as CAR. Essa elevação é devida ao aumento da geração térmica, com custo superior em R\$1.000 milhões, e ao custo associado à penalidade de violação das CAR da ordem de R\$3.500 milhões.

A redução do déficit de energia diminui o custo correspondente em R\$200 milhões e a redução da penalidade associada ao não atendimento dos outros usos da água atinge R\$2.600 milhões.

A Figura 5.48 apresenta as principais parcelas componentes do custo total de operação para o cenário de sensibilidade CS1.

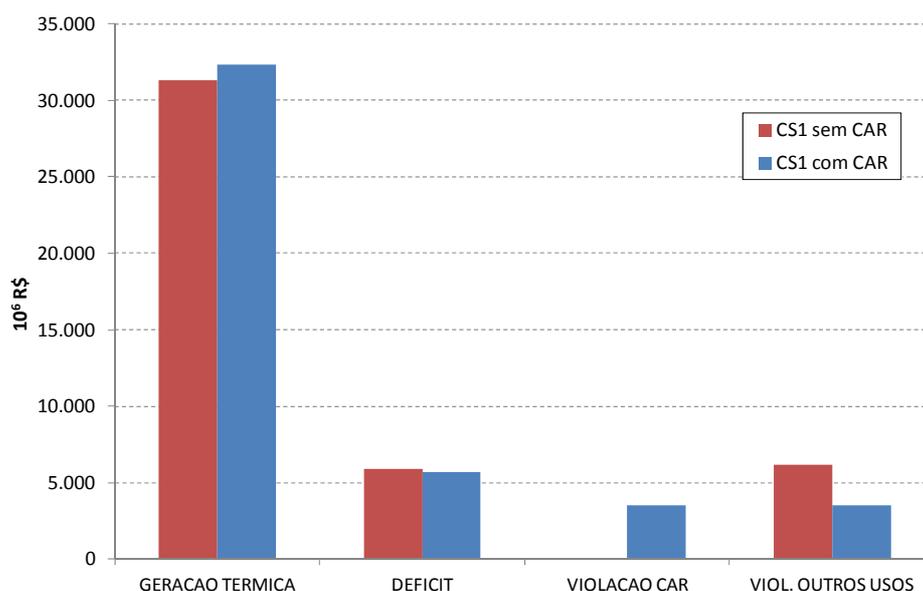


Figura 5.48 – Custo total de operação – CS1

5.4.3. Cenário de Sensibilidade 2 (CS2)

5.4.3.1. Energia Armazenada

De maneira análoga ao procedimento de cálculo da energia armazenada utilizado para os Cenários de Referência e de Sensibilidade 1, e considerando-se os mesmos limites de armazenamento máximos foram calculadas, as energias armazenadas ao final de cada mês em todos os subsistemas, conforme apresentado na Figura 5.49.

Os subsistemas Sul, Nordeste e Norte apresentam elevação em seus armazenamentos em um período significativo do horizonte de simulação, ao passo que o Sudeste/Centro-Oeste possui uma pequena redução em seus níveis de armazenamento com a consideração das CAR.

Neste cenário, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a consideração das CAR reduz os níveis de armazenamento até o final de 2014, invertendo esta situação apenas em 2015. No primeiro ano a redução média fica em 1,3% $EAR_{máx}$, que corresponde a 2.630 $MW_{méd}$. Em 2012, a diminuição média dos armazenamentos alcança, aproximadamente, 3.680 $MW_{méd}$ ou 1,8% $EAR_{máx}$.

O subsistema Sul, por sua vez, apresenta comportamento complementar ao Sudeste/Centro-Oeste. Nos quatro primeiros anos do horizonte de simulação há uma elevação nos níveis de armazenamento ao fim de cada estágio, sendo esta situação invertida apenas em 2015. Para o primeiro ano, observa-se um aumento médio de 1.260 MW_{méd}, correspondentes a 6,4% EAR_{máx}. E, para o segundo ano, este aumento médio é da ordem de 1.020 MW_{méd}, equivalentes a 5,1% EAR_{máx}.

Com a consideração das CAR, o subsistema Nordeste possui um ganho significativo da energia armazenada até o final do terceiro ano do horizonte de estudo. Para os dois últimos anos, não há alteração significativa da energia armazenada ao final de cada mês. Em 2011, o aumento médio obtido nas simulações é de 2.810 MW_{méd}, que correspondem a 5,4% da EAR_{máx}. E, para o segundo ano, a elevação média nos níveis de energia armazenada equivale a 4.790 MW_{méd} ou 9,2% EAR_{máx}.

Para o subsistema Norte, observa-se uma elevação dos armazenamentos, quando comparados aos observados para o caso sem a consideração das CAR, nos períodos de deplecionamento dos reservatórios dessa região e a partir do segundo ano de simulação, conforme pode ser visto na Figura 5.49, a seguir.

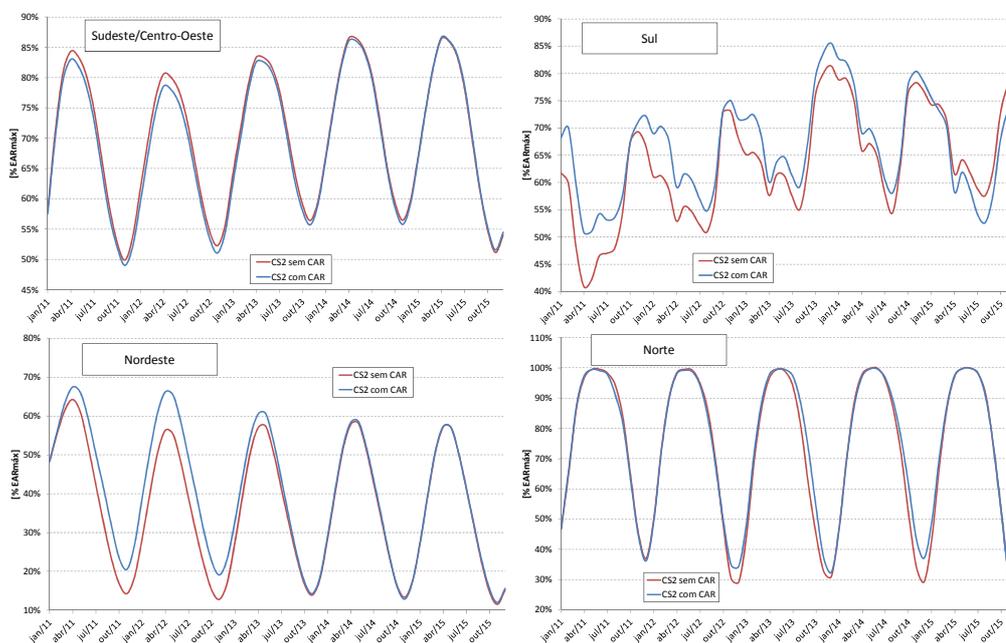


Figura 5.49 – Energia armazenada ao final de cada mês – CS2

Para o SIN, de uma maneira geral, o armazenamento possui uma ligeira elevação até o segundo semestre do terceiro ano do horizonte de estudo. Para o primeiro ano, este aumento médio corresponde a 1.360 MW_{méd}, equivalentes a

0,5% $EAR_{m\acute{a}x}$ e, para o segundo ano, esta elevação média sobe para 2.180 $MW_{méd}$ ou 0,8% $EAR_{m\acute{a}x}$. A Figura 5.50, a seguir, apresenta as curvas de energia armazenada ao final de cada mês para o Cenário de Sensibilidade 2, com e sem a consideração das CAR.

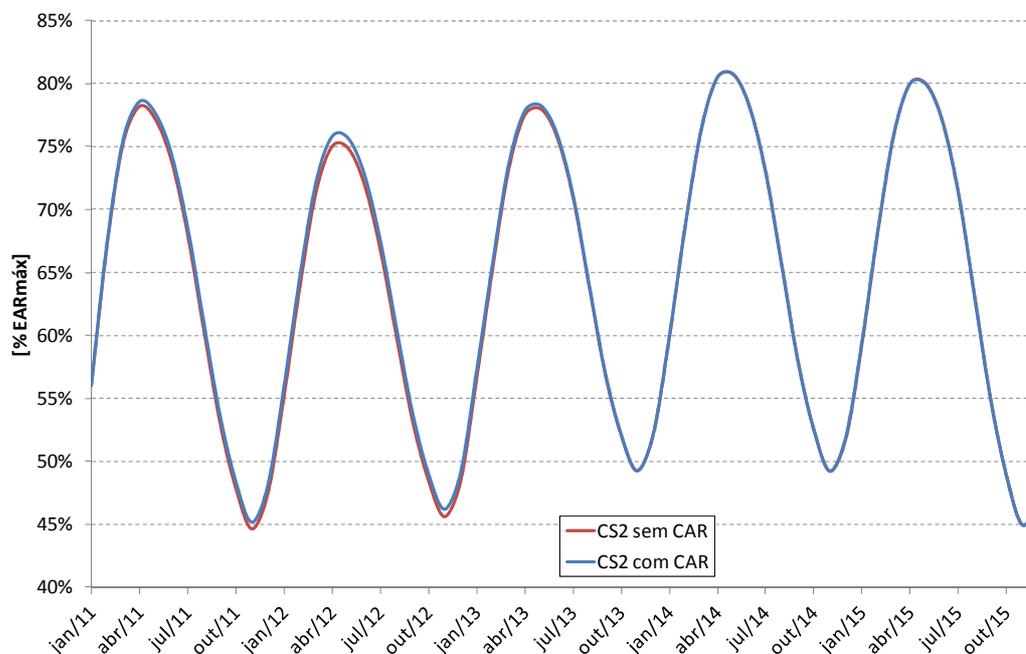


Figura 5.50 – Energia armazenada ao final de cada mês – CS2 – SIN

5.4.3.2. Custo Marginal de Operação Médio Mensal

Os Custos Marginais de Operação médios mensais, ao início do horizonte, apresentam tendência de elevação com a consideração das CAR. Essa tendência, menos acentuada do que nos cenários de Referência e Sensibilidade 1, é mantida até o final do segundo ano da simulação.

Para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, o aumento médio dos CMO mensais para o ano de 2011 é da ordem de 9%. Para o subsistema Sul, esse aumento corresponde a 3%.

Para o segundo ano do horizonte de simulação, a elevação média é menor em todos subsistemas, ficando na ordem de 4% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte e 2% para os subsistemas Sul e Nordeste.

A partir do terceiro ano de simulação, não há diferenças significativas para os CMO médios mensais com a consideração das CAR, conforme pode ser observado na Figura 5.51.

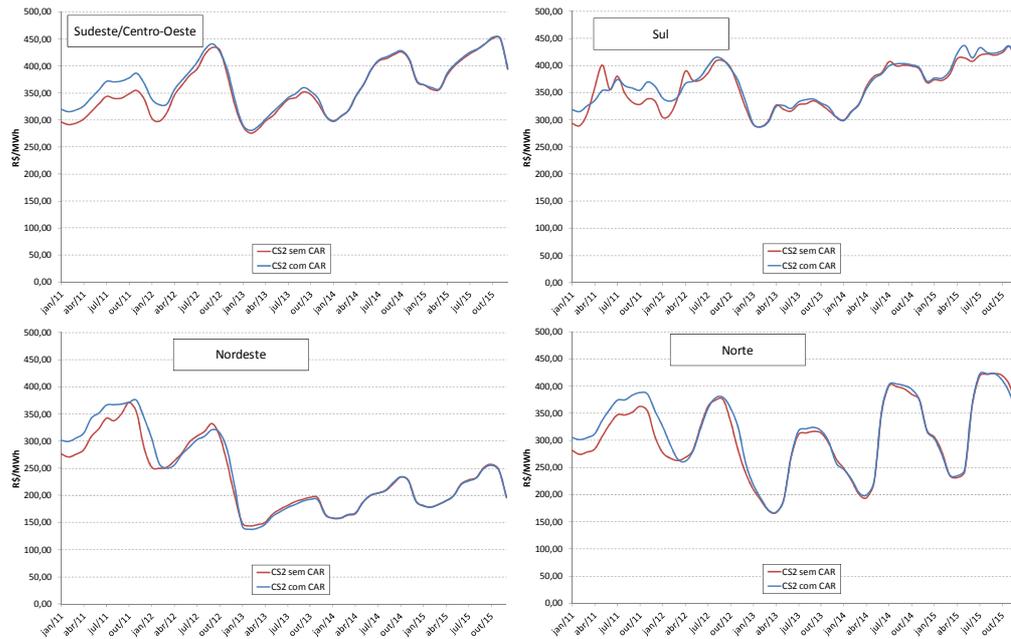


Figura 5.51 – Custo marginal de operação – CS2

5.4.3.3. Vertimento

A Figura 5.52 apresenta os valores esperados de vertimento, para cada subsistema, ao longo dos períodos úmidos do horizonte de simulação para o Cenário de Sensibilidade 2 com e sem a consideração das CAR.

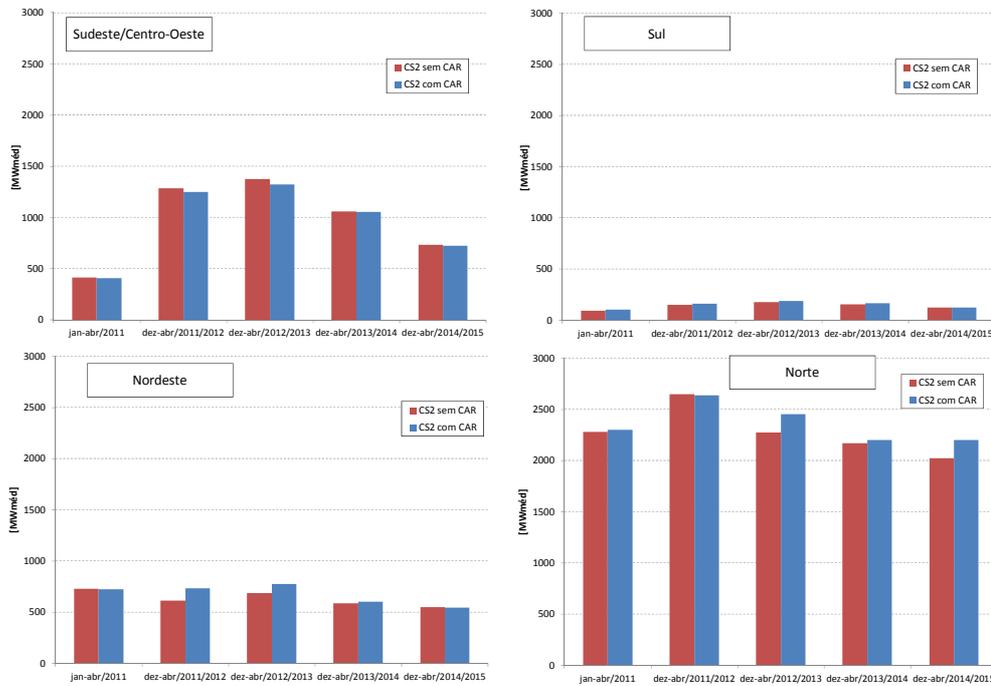


Figura 5.52 – Vertimento – CS2

Para este Cenário de Sensibilidade 2, observam-se valores esperados de vertimento inferiores aos obtidos nos demais cenários.

Com a elevação da carga de energia, neste cenário, parte da energia que seria vertida como nos outros casos, é utilizada para o atendimento deste incremento na demanda.

A consideração das CAR, para este cenário, tem pouco impacto nas expectativas de vertimento dos subsistemas componentes do SIN. Pode-se destacar apenas uma ligeira elevação no subsistema Nordeste, nos períodos úmidos 2011-2012 e 2012-2013, e no subsistema Norte, nos períodos úmidos 2012-2013 e 2014-2015.

5.4.3.4. Geração Hidráulica

A Figura 5.53 apresenta os valores da média de geração hidráulica das 2000 séries sintéticas de aflúncias simuladas para o Cenário de Sensibilidade 2.

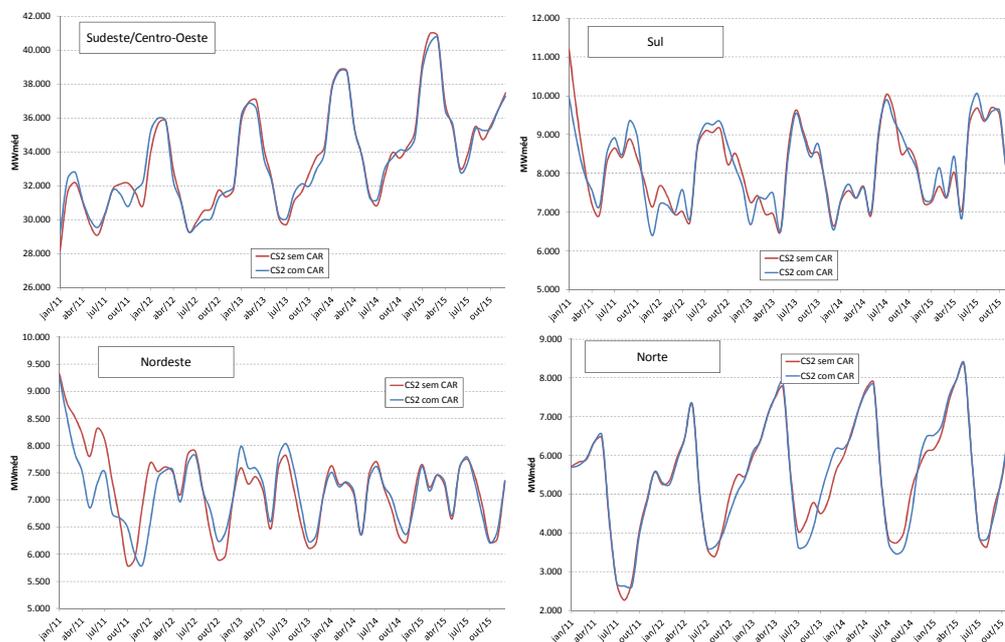


Figura 5.53 – Geração hidráulica – CS2

Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentam comportamentos complementares com a utilização das CAR. Para o Sudeste/Centro-Oeste, observa-se um aumento da geração hidráulica acumulada até o final do período

úmido do segundo ano de, aproximadamente, 4.680 MW_{méd}, enquanto que no subsistema Sul, neste mesmo período, a redução da geração hidráulica corresponde a 1.800 MW_{méd}. Para o restante do horizonte de simulação, a geração do subsistema Sudeste/Centro-Oeste é reduzida em 5.300 MW_{méd} e no Sul há uma elevação deste tipo de geração de 3.080 MW_{méd}.

Para o subsistema Nordeste, com a consideração das CAR, há uma retração da geração hidráulica no início do horizonte que leva a um incremento no armazenamento conforme observado na Figura 5.49. Até o final do período úmido do segundo ano há uma redução de 6.500 MW_{méd} na geração hidráulica deste subsistema e, a partir deste período há uma inversão deste comportamento aumentando a geração hidráulica em 3.190 MW_{méd}.

Com a utilização das CAR nos demais subsistemas, a região Norte apresenta variações apenas no período de deplecionamento dos reservatórios, gerado mais energia proveniente das usinas hidráulicas nos dois primeiros anos e no último ano da simulação, e gerando menos nos terceiro e quarto anos do horizonte. Ao longo dos 5 anos de estudo, a geração hidráulica acumulada no Norte é reduzida em, aproximadamente, 830 MW_{méd}.

5.4.3.5. Geração Térmica

Com a consideração das CAR, observa-se, em todos os subsistemas, um aumento na geração térmica no início do horizonte de estudo. Ao longo dos dois primeiros anos, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste possui uma elevação acumulada de, aproximadamente, 1.920 MW_{méd}. Para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte, esse aumento alcança valores da ordem de 330 MW_{méd}, 1.760 MW_{méd} e 170 MW_{méd}, respectivamente.

A partir do terceiro não há alterações significativas nos valores esperados de geração térmica dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte.

Apenas o Nordeste possui uma variação considerável no despacho térmico com a consideração das CAR, ainda nos três últimos anos da simulação. A geração térmica, para este subsistema, a partir do terceiro ano fica reduzida em, aproximadamente, 1.530 MW_{méd}.

Através da Figura 5.54 podem-se observar os comportamentos da geração térmica para o Cenário de Sensibilidade 2, com e sem a consideração das CAR.

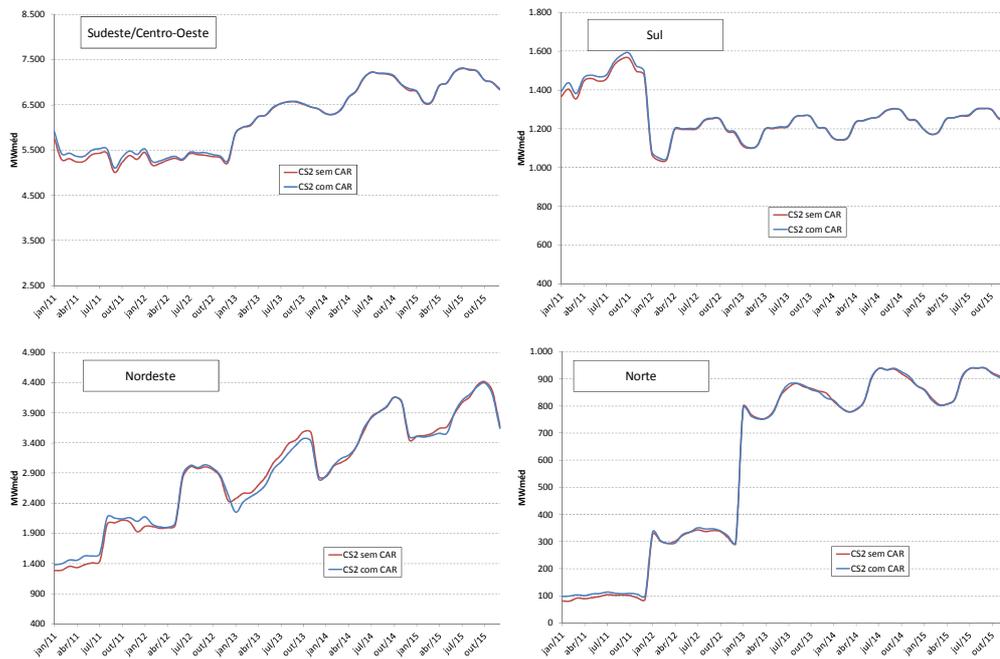


Figura 5.54 – Geração térmica – CS2

5.4.3.6. CMO Médio Anual

A Figura 5.55, a seguir, apresenta os valores de CMO médio anual para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte para o CS2.

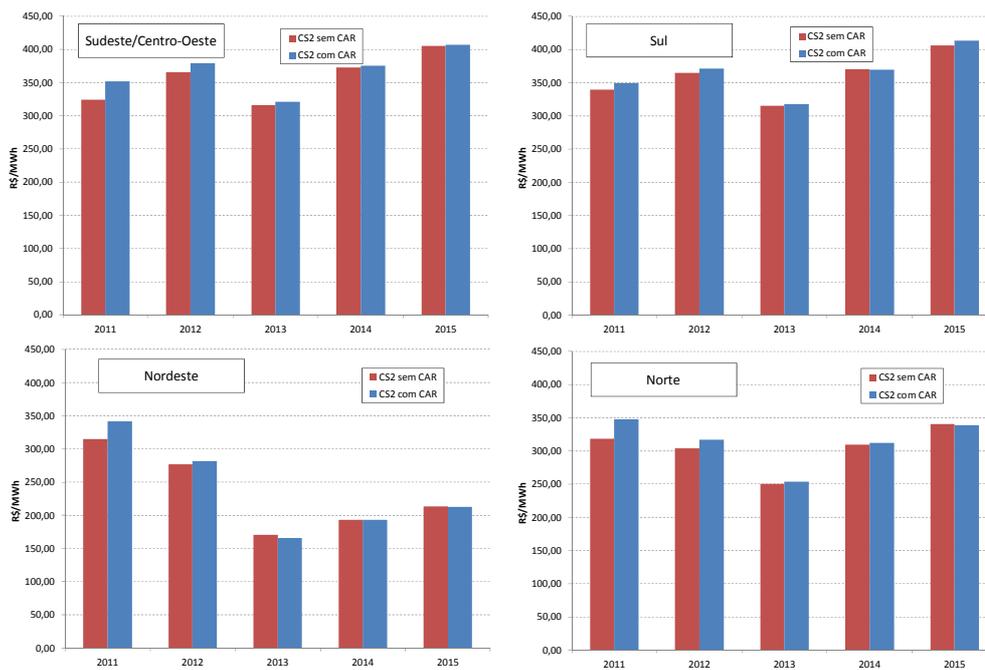


Figura 5.55 – CMO médio anual – CS2

Para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte há uma elevação de, aproximadamente, R\$30,00/MWh nos valores de CMO médio do primeiro ano de simulação.

Para o subsistema Sul, esse aumento é menos significativo ficando na ordem de R\$10,00/MWh.

Para os demais anos do horizonte de simulação, as alterações nos valores de CMO médios anuais são pouco significativas para todos os subsistemas.

5.4.3.7. Energia Não Suprida

Com a elevação do mercado de energia, considerado no Cenário de Sensibilidade 2, os valores esperados de energia não suprida, para todos os subsistemas, possuem uma elevação bastante significativa em relação ao Cenário de Sensibilidade 1. Em todo o horizonte, independentemente, da consideração ou não das CAR, os aumentos são superiores a 100% em todos os subsistemas.

Neste cenário bastante desfavorável, com uma elevação de 10% da carga de energia, sem a contra-partida do aumento da oferta de energia, a consideração das CAR não só não reduz, significativamente, as energias não supridas dos subsistemas Sul, Nordeste e Norte como também eleva, ainda que em pequena escala, o não suprimento de energia do Sudeste/Centro-Oeste no início do horizonte, conforme pode ser observado através da Figura 5.56.

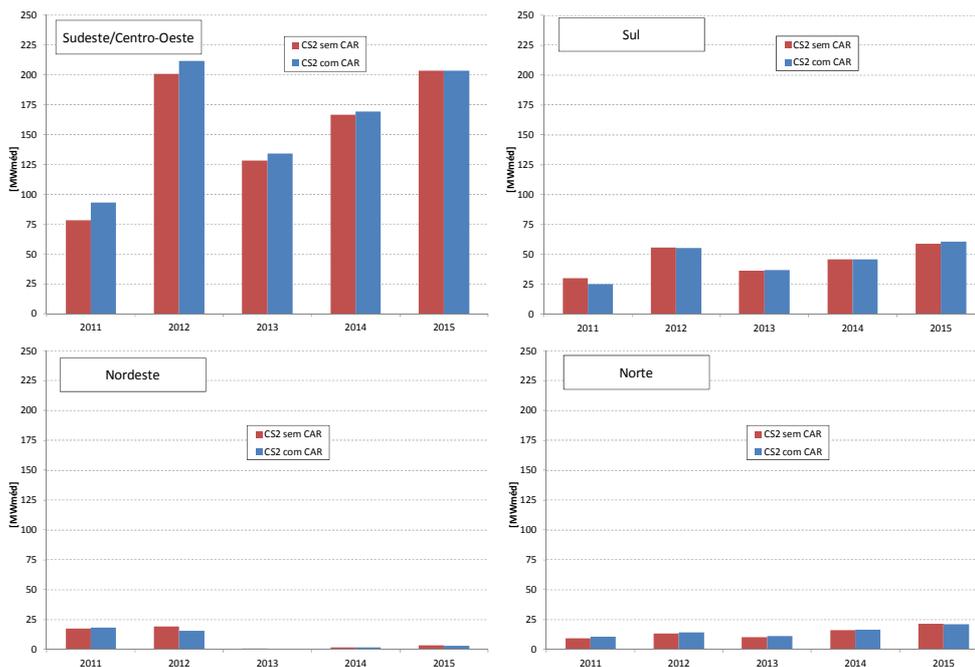


Figura 5.56 – Valor esperado da energia não suprida – CS2

5.4.3.8. Custo Total de Operação

A consideração das CAR, para o Cenário de Sensibilidade 2, eleva o custo total de operação em R\$1.120 milhões. A parcela de custo referente à geração térmica aumenta em R\$890 milhões e o custo associado à penalidade de violação da CAR equivale a R\$3.080 milhões.

O custo associado ao não suprimento de energia é reduzido em R\$20 milhões e a redução do custo associado à penalidade pelo não atendimento aos outros usos da água alcança R\$2.840 milhões.

Através da Figura 5.57, podem ser observadas as principais parcelas componentes do custo total de operação, com e sem a consideração das CAR, para o Cenário de Sensibilidade 2.

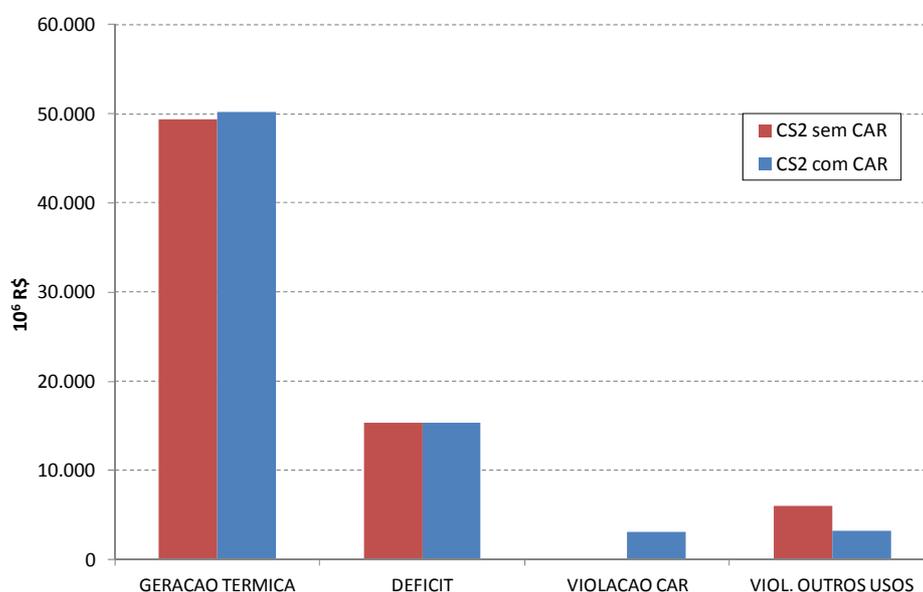


Figura 5.57 – Custo total de operação – CS2