

Submódulo 2.4

Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos

Critérios

Revisão	Motivo da revisão	Data de aprovação
2024.10	Resolução Normativa ANEEL nº 1.104/2024	22/10/2024

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	3
2. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ENERGÉTICOS.....	3
2.1. Premissas.....	3
2.2. Critérios gerais.....	4
2.3. Critérios para Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo (PEN)	5
2.4. Critérios para Programação Mensal da Operação Energética (PMO)	6
2.5. Critérios para Programação Diária da Operação (PDO).....	7
3. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS HIDROLÓGICOS	10
3.1. Premissas.....	10
3.2. Critérios para acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos.....	10
3.3. Critérios para Planejamento Anual de Prevenção de Cheias (PAPC).....	15
3.4. Critérios para previsão de vazões e geração dos cenários de afluições.....	17
4. CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DA CURVA DE PRODUTIVIDADE EÓLICA.....	18
4.1. Usinas Eólicas	18
5. REFERÊNCIAS	25

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer os critérios e diretrizes para realização dos estudos energéticos e hidrológicos do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme as etapas dos processos descritas no Submódulo 3.3 – Planejamento da operação energética de médio prazo, Submódulo 3.7 – Planejamento anual de prevenção de cheias, Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética, 4.5 – Programação Diária da Operação e Submódulo 4.6 – Análise e tratamento dos dados hidroenergéticos e previsão e geração de cenários de vazões.

2. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ENERGÉTICOS

2.1. Premissas

2.1.1. Dados considerados

2.1.1.1 A oferta considerada nos estudos energéticos é composta pelo parque gerador existente e por suas previsões de expansão.

2.1.1.2 A expansão da oferta é considerada de acordo com o Poder Concedente e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

2.1.1.3 O parque gerador considerado nos modelos energéticos é composto pelas usinas simuladas individualmente e centrais geradoras não simuladas individualmente, as quais devem estar aptas a operar em algum intervalo de tempo dentro do horizonte abrangido pelo estudo.

2.1.1.4 Os valores de geração mínima por razões de confiabilidade elétrica das usinas simuladas individualmente e os limites elétricos de intercâmbio entre subsistemas para todos os patamares de carga são obtidas a partir dos estudos de planejamento da operação elétrica, conforme Submódulo 3.1 – Planejamento da operação elétrica de médio prazo, Submódulo 3.4 – Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral e Submódulo 4.1 – Planejamento da operação elétrica com horizonte mensal.

2.1.1.4.1 Os limites elétricos de transmissão também incluem os desligamentos que impõem limites na transmissão entre subsistemas e os desligamentos previstos para a primeira semana operativa.

2.1.1.5 Os parâmetros associados à metodologia CVaR de aversão a risco (percentual de cenários a ponderar e peso dado aos cenários de custo mais elevados - α e λ , respectivamente), a função de custo de déficit e a taxa de desconto são estabelecidos pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, instituída pelo Ministério de Minas e Energia – MME, conforme determinação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

2.1.2. Representação de novos aproveitamentos

2.1.2.1 Nos modelos energéticos de médio e curto prazo, a entrada de uma nova unidade geradora ou uma expansão da capacidade de transmissão entre subsistemas é representada no início do estágio mensal subsequente à data prevista para entrada em operação e, no modelo de curtíssimo prazo, é representada após entrada efetiva em operação comercial.

2.1.2.1.1 Caso a data prevista para entrada em operação for o primeiro dia do mês, os estudos elaborados em estágios mensais consideram a entrada no estágio correspondente a essa data.

2.1.2.2 Nos estudos de médio prazo, novos reservatórios são representados no início do mês subsequente ao mês de finalização do enchimento do seu volume morto.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

2.1.2.3 Nos estudos de curto e curtíssimo prazo, os reservatórios são representados a partir do início de enchimento do volume morto.

2.1.3 Representação de aproveitamento com vínculo hidráulico em diferentes subsistemas

2.1.3.1 No caso de haver limitações nos modelos computacionais e/ou restrições regulatórias que impeçam a representação adequada dos aproveitamentos com vínculo hidráulico, pertencentes a subsistemas diferentes, deve-se adotar uma representação específica para esses aproveitamentos, conforme descrito a seguir.

- (a) um primeiro aproveitamento, com reservatório e unidades geradoras, alocado no subsistema ao qual o aproveitamento está conectado à rede de transmissão. A água desse reservatório é valorizada tanto pela produtividade da própria usina, quanto pela produtividade das usinas a jusante no mesmo subsistema.
- (b) um segundo aproveitamento, com reservatório e sem unidades geradoras, é alocado em um subsistema diferente daquele ao qual o aproveitamento está conectado eletricamente, o que faz com que apenas seu volume útil seja considerado nesse subsistema.
 - (1) Caso o armazenamento do reservatório não possa ser completamente aproveitado no subsistema ao qual foi alocado, torna-se necessária a limitação de seu volume útil para o cálculo da energia armazenada nos estudos que empregam sistema equivalente.

2.1.4 Representação dos limites de transmissão entre subsistemas

2.1.4.1 Os limites de intercâmbio são obtidos com base em estudos elétricos de médio, curto e curtíssimo prazo, que são adequados à forma de representação requerida pelos modelos computacionais em que serão empregados.

2.1.4.2 A representação dos limites de transmissão entre os subsistemas equivalentes é afetada pela forma de consideração da UHE Itaipu.

2.1.4.2.1 Caso o subsistema de Itaipu seja representado separadamente, é adotada uma topologia de rede interligando os subsistemas Itaipu, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

2.1.4.3 A geração das usinas conectadas aos sistemas de interligação dos subsistemas limita a capacidade de transmissão entre os subsistemas adjacentes, sendo abatida uma estimativa dessa geração do limite de transmissão na modelagem.

2.1.4.4 A metodologia de transformação dos limites de intercâmbio em limitação energética e o detalhamento dos intercâmbios e usinas relacionados são apresentados no Plano da Operação Energética (PEN).

2.2. Critérios gerais

2.2.1. Usinas e aproveitamentos simulados ou não simuladas individualmente

2.2.1.1 As usinas termoeletricas e os aproveitamentos hidroeletricos simulados individualmente nos modelos energeticos e representados de acordo com as caracteristicas especificas de cada modelo são aquelas classificadas nas seguintes modalidades de operação, conforme Submódulo 7.2 – Classificação da modalidade de operação de usinas:

- (a) usinas termoeletricas Tipo I ou Tipo II-A com Custo Variável Unitário (CVU) declarado;
- (b) usinas hidroeletricas Tipo I ou Tipo II-A;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

- (c) reservatórios de usinas hidroelétricas Tipo II-B ou Tipo III, cuja operação hidráulica afete ou seja afetada pela operação das usinas simuladas nos modelos energéticos; e
- (d) excepcionalmente, usinas não enquadradas nos critérios anteriores, desde que respaldadas por justificativa técnica aprovada pelo ONS ou regulamentação específica.

2.2.1.2 As usinas simuladas individualmente são representadas de forma integral e não são abatidas as eventuais parcelas de cargas atendidas, como autoprodução, cargas conectadas aos produtores independentes ou consumos próprios.

2.2.1.3 As usinas não simuladas individualmente nos modelos energéticos, além da contribuição própria das usinas hidroelétricas Tipo II-B e Tipo III cujos reservatórios são simulados, são representadas por blocos de energia a serem abatidos da carga global, de acordo com as características específicas de cada modelo e conforme as disponibilidades de energia definidas na regulamentação.

2.2.2 Simulações com histórico de vazões naturais e com séries sintéticas

2.2.2.1 As simulações com o histórico de vazões naturais e com séries sintéticas são utilizadas nos estudos de planejamento da operação energética de médio prazo.

2.2.2.2 As séries históricas de vazões naturais médias mensais, definida no Submódulo 4.6, são empregadas nos aproveitamentos hidroelétricos.

2.2.2.3 As séries históricas de energias naturais afluentes, utilizadas na representação a sistema equivalente, são calculadas a partir do histórico de vazões naturais médias mensais e da configuração dos aproveitamentos hidroelétricos representados.

2.2.2.4 As séries sintéticas de energias ou de vazões naturais em base mensal são empregadas para ampliar o significado estatístico dos resultados das simulações.

2.3. Critérios para Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo (PEN)

2.3.1. Representação da Usina Hidroelétrica Itaipu

2.3.1.1 A UHE Itaipu é considerada como um subsistema separado, vinculado hidráulicamente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com carga correspondente ao seu consumo interno e ao suprimento para Administración Nacional de Electricidad – ANDE em 50 Hz.

2.3.1.2 Caso haja impedimentos de natureza computacional e/ou regulatória para a representação da UHE Itaipu como um subsistema separado, adota-se a representação de Itaipu no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Nesse caso, a carga do Sudeste/Centro-Oeste é acrescida do consumo interno da UHE Itaipu e do suprimento de Itaipu à ANDE em 50 Hz.

2.3.2. Disponibilidade dos aproveitamentos

2.3.2.1 Na determinação das disponibilidades máximas dos aproveitamentos, são consideradas as reduções decorrentes das taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada da usina, definidas pelo ONS conforme Submódulo 6.5 – Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração.

2.3.2.2 No cálculo das disponibilidades máximas dos aproveitamentos, é considerada também a capacidade de transmissão da instalação de conexão ao SIN.

2.3.2.3 Nos estudos de médio prazo, para usinas térmicas simuladas individualmente, são consideradas reduções por manutenções programadas no primeiro ano civil do horizonte de estudo, definidas com base nos cronogramas informados pelos agentes de geração. Para os demais anos do horizonte de estudo, as

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

reduções por manutenções programadas são obtidas a partir das taxas equivalentes de indisponibilidade programada da usina.

2.3.2.3.1 A declaração de manutenções programadas é opcional para o segundo ano do estudo, conforme Submódulo 3.3. Para as usinas que não tiverem cronograma declarado para o segundo ano de estudo, aplicam-se as taxas equivalentes conforme item 2.3.2.3.

2.3.2.4 Na determinação das disponibilidades máximas dos aproveitamentos hidráulicos são consideradas as reduções decorrentes das taxas equivalentes de indisponibilidade programada em todo o horizonte de estudo.

2.3.2.4.1 Na ausência de informações para determinação das taxas equivalentes de indisponibilidade programada, são utilizados os valores de referência oriundos do cálculo da garantia física, as informações oficiais dos agentes de geração ou os índices da tabela do Bracier, nessa ordem.

2.3.3. Análises das condições de atendimento

2.3.3.1 As condições de atendimento à carga de energia são avaliadas por meio de parâmetros obtidos das simulações com modelos a usinas individualizadas e a sistemas equivalentes, utilizando séries históricas e séries sintéticas.

2.3.3.2 As condições de atendimento à carga de demanda sistêmica do SIN são analisadas por meio de balanços de potência, nos quais os requisitos de demanda são confrontados com a disponibilidades de potência das diversas fontes de energia, e resultam em estimativas das sobras ou déficits.

2.3.3.3 Os resultados das análises de condições de atendimento citadas anteriormente deverão ser confrontados com os critérios de garantia de suprimento vigentes.

2.4. Critérios para Programação Mensal da Operação Energética (PMO)

2.4.1. Disponibilidade dos aproveitamentos

2.4.1.1 Para determinação da disponibilidade máxima dos aproveitamentos no contexto do modelo de curto prazo, a disponibilidade das usinas geradoras hidráulicas e térmicas é calculada a partir das informações dos agentes de geração e é determinística para o mês do PMO e são consideradas as reduções por manutenções programadas de acordo com cronograma informado pelo agente de geração.

2.4.1.2 Para fins de PMO, no modelo de otimização energética de médio prazo, as declarações de cronograma de manutenções para usinas termoeletricas serão consideradas somente nos dois primeiros anos civis e as taxas equivalentes de indisponibilidade programa a partir do terceiro ano, conforme descrito no item 2.3.2.3.

2.4.1.3 Para usinas hidroelétricas são consideradas as taxas equivalentes de indisponibilidade programada para todo o horizonte de planejamento conforme item 2.3.2.4.

2.4.2 Atualização das funções de custo futuro

2.4.2.1 A atualização das funções de custo futuro (FCF) para o PMO utiliza diversos parâmetros do modelo para otimização da operação energética de médio prazo, definidos conforme diretrizes estabelecidos em [1].

2.4.3 Cálculo dos custos marginais de operação semanal

2.4.3.1 Os custos marginais de operação semanais são calculados diretamente pelo modelo para otimização da operação de curto prazo com base em usinas individualizadas para cada semana operativa do PMO,

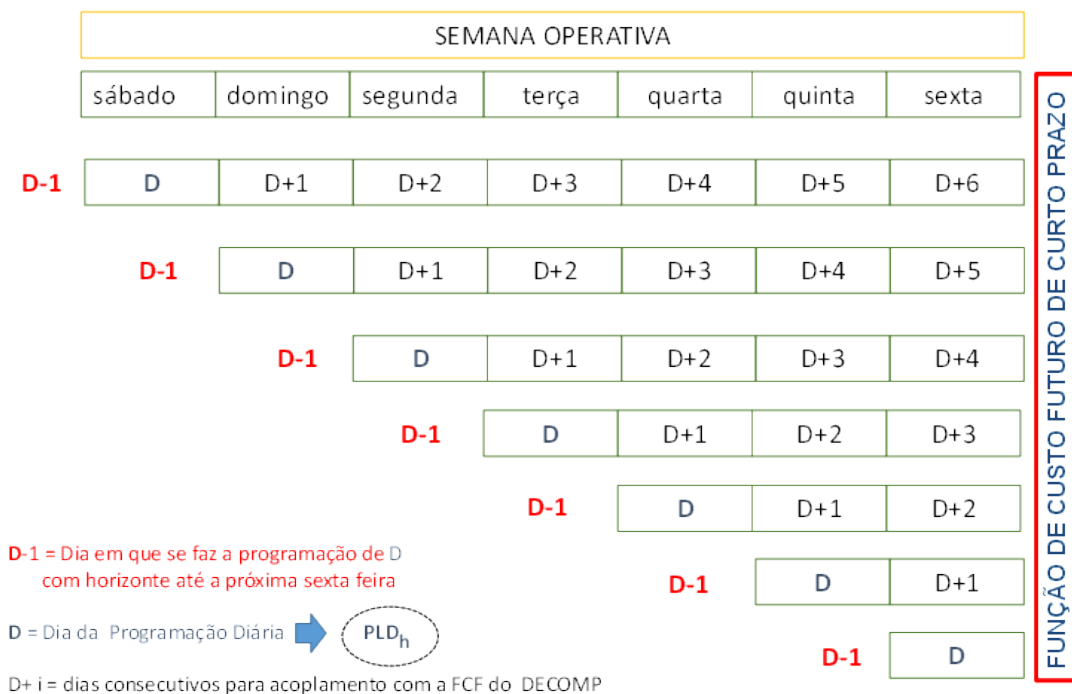
Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

considerando todas as restrições operativas nas usinas hidráulicas e térmicas, bem como no sistema elétrico de interconexão entre os diversos subsistemas.

2.5. Critérios para Programação Diária da Operação (PDO)

2.5.1 Descrição geral

2.5.1.1 O modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo no processo de programação diária eletroenergética recebe a função de custo futuro do modelo de curto prazo, inclui como dados de entrada a previsão de vazões, a previsão de carga, a previsão da geração eólica e a rede elétrica e, resulta no valor do custo marginal de operação (CMO) semi-horário, conforme processo descrito no Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação.



2.5.1.2 O modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo é executado diariamente em D-1, com horizonte de D até o final da semana operativa, em que é feita a consulta à função de custo futuro do modelo de curto prazo, conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1 - Acoplamento com o modelo de curto prazo

2.5.1.3 O primeiro dia (D) é detalhado em 48 intervalos semi-horários, considerando a Rede de Transmissão. Os demais dias da semana operativa (D+1 até D+6) são divididos em patamares de carga.

2.5.2 Diretrizes para a montagem de casos diários no modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo

2.5.2.1. Previsão da vazão natural diária

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

2.5.4.1.1 A previsão de vazões incrementais diárias tem um horizonte máximo de 7 dias à frente e é utilizada conforme descrito no Submódulo 4.6.

2.5.4.1.2 A previsão de vazões, realizada com frequência diária, é obtida utilizando os modelos chuva-vazão para todos os dias do horizonte. Para as bacias que não possuem modelo chuva-vazão, é utilizado o modelo que produz previsões de vazões semanais.

2.5.2.2. Previsão da carga diária

2.5.4.2.1 A carga prevista para a programação do dia D é utilizada conforme Submódulo 4.4 - Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética. Para os demais dias da semana operativa, a carga é obtida diretamente do modelo de previsão de carga, agregada em patamares.

2.5.4.2.2 A carga para o dia D, considerando as perdas elétricas, é prevista por área em intervalos semi-horários e distribuída pelas barras do SIN.

2.5.2.3. Representação de usinas hidroelétricas

2.5.4.3.1 Os reservatórios de todas as usinas, inclusive àquelas consideradas como a fio d'água nos estudos de médio e curto prazo, podem ser representados nos estudos de curtíssimo prazo.

2.5.2.4. Representação de usinas termoelétricas

2.5.4.4.1 As usinas termoelétricas são representadas, conforme Submódulo 4.5, com *unit commitment* e ciclo combinado sendo representados conforme aplicável à modelagem do DESSEM.

2.5.2.5. Representação das restrições hidráulicas

2.5.4.5.1 As restrições hidráulicas passíveis de modelagem são representadas dentre as descritas no Submódulo 4.7 - Atualização de informações sobre restrições hidráulicas dos aproveitamentos hidroelétricos.

2.5.2.6. Geração de centrais geradoras não simuladas individualmente

2.5.4.6.1 A geração das usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III que injetam na rede elétrica simulada e das usinas térmicas e hidráulicas Tipo II-B ou Tipo II-C são previstas com base nos dados de geração verificados.

2.5.4.6.2 No caso de usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III que não injetam na rede elétrica simulada, a geração é considerada agregada por subsistema e abatida da carga, também com base em valores verificados.

2.5.4.6.3 As metodologias da representação das centrais geradoras não simuladas individualmente são descritas no Submódulo 2.4 (Operacional).

2.5.2.7. Geração de fonte eólica

2.5.4.7.1 A previsão de geração de fonte eólica das usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C, para o dia D, é fornecida pelo modelo de previsão de geração eólica para os 48 intervalos semi-horários.

2.5.4.7.2 A previsão de geração eólica é agregada por patamar da carga do dia D+1 até o final do horizonte.

2.5.2.8. Geração de fonte solar

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

2.5.4.8.1 A previsão de geração de fonte solar de usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I, Tipo II-B ou Tipo II-C, para o dia D, é fornecida pelo modelo de previsão solar fotovoltaico para os 48 intervalos semi-horários.

2.5.4.8.2 A previsão de geração solar é agregada por patamar da carga do dia D+1 até o final do horizonte.

2.5.2.9. Sistema de transmissão - rede elétrica

2.5.4.9.10 sistema de transmissão é considerado para o dia D. Para os demais dias, é considerada a modelagem por subsistemas agregados.

2.5.4.9.2 O sistema de transmissão é definido pelo caso base de fluxo de potência do planejamento elétrico mensal e atualizado diariamente ao longo do mês em função de intervenções e entrada de novos equipamentos.

2.5.4.9.3 É adotado o método linearizado (*Flow DC*) para determinação dos fluxos de potência, sem o cálculo de perdas elétricas.

2.5.4.9.4 As restrições de segurança elétrica, bem como os limites de fluxo para controle de carregamento (inequações) são definidos pelos estudos de planejamento elétrico quadrimestral e mensal, conforme Submódulos 3.4 e 4.1.

2.5.2.10. Intervenções e Desligamentos

2.5.4.10.1 As intervenções são provenientes de sistema de gestão específico, conforme Submódulo 4.2 – Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação.

2.5.3 Balanço operativo de demanda na ponta

2.5.3.1 O balanço operativo, “carga - geração + intercâmbio”, é elaborada para cada meia hora do dia da programação, inclusive para o horário de ponta, garantindo que tenha resultado nulo por agente de operação.

2.5.3.2 Este balanço operativo segue os critérios definidos anteriormente e o procedimento descrito no Submódulo 4.5.

2.5.3.3 Adicionalmente ao atendimento da carga, é necessário verificar se a folga de geração por agente seja suficiente para garantir que o somatório das disponibilidades das usinas hidrelétricas seja superior ou igual ao somatório do valor programado de geração e da reserva de potência alocada em suas usinas.

3. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS HIDROLÓGICOS

3.1. Premissas

3.1.1 Os agentes de geração considerados nos critérios para os estudos hidrológicos são aqueles responsáveis pelas usinas simuladas individualmente nos modelos energéticos, conforme os critérios para estudos energéticos descrito no item 2.

3.2. Critérios para acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos

3.2.1 Consistências diárias de primeiro, segundo e terceiro níveis para consolidação dos dados hidráulicos

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

3.2.1.1 A consistência de primeiro nível e a consolidação em base diária dos dados hidráulicos informados pelos agentes de geração são realizadas conforme os seguintes critérios:

- o nível de água do reservatório deve estar entre os valores de nível de água mínimo e máximo operativo, salvo em situações excepcionais;
- a taxa de variação diária do nível de água do reservatório deve estar dentro de uma faixa predefinida para cada reservatório;
- a vazão turbinada deve ser compatível com a geração do aproveitamento; e
- a vazão afluyente (Q_{afl}) deve ser compatível com o valor calculado pelo método de balanço hídrico do reservatório, a partir da equação (I):

$$(I) Q_{afl} = Q_{def} + Q_{tra} + \Delta V / 86.400$$

sendo,

Q_{afl} : vazão afluyente ao reservatório (m^3/s);

Q_{def} : vazão defluyente total, composta pela soma das vazões turbinada, vertida e de outras estruturas do reservatório (m^3/s);

A vazão de outras estruturas é a vazão restituída ao rio a jusante do aproveitamento, através de estruturas hidráulicas diversas, como eclusas, escadas de peixe e descargas de fundo, quando utilizada com objetivo diferente de controle dos níveis e de cheias.

Q_{tra} : vazão transferida ou recebida de outro reservatório, por meio de canal, túnel, estação de bombeamento etc. (m^3/s); e

DV: variação diária do volume acumulado, obtida a partir da tabela cota-volume do reservatório (m^3).

3.2.1.2 A consistência de segundo nível e a consolidação de terceiro nível dos dados hidráulicos diários abrangem as seguintes atividades:

- cálculo da vazão da bacia incremental relativa a cada aproveitamento, denominada “vazão natural incremental” (Q_{inc}), a partir da equação (II):

$$(II) Q_{inc} = Q_{afl} - Q_{defmp} + Q_{uso} + Q_{evp}$$

sendo,

Q_{inc} : vazão natural incremental, entre o aproveitamento e os aproveitamentos a montante (m^3/s);

Q_{afl} : vazão afluyente ao reservatório, obtida conforme equação (I);

Q_{defmp} : vazão defluyente dos reservatórios a montante, devidamente propagada em condição de reservatório (m^3/s);

Q_{uso} : vazão relativa aos usos consuntivos da bacia incremental (m^3/s); e

Q_{evp} : vazão relativa à evaporação do reservatório, obtida a partir do polinômio Cota x Área e do vetor mensal de evaporação líquida do reservatório (m^3/s).

- consistência das vazões naturais incrementais (Q_{inc}) para eliminar ou minimizar a ocorrência e magnitude dos valores negativos e para suavizar as grandes oscilações de vazões incompatíveis com a natureza da bacia, realizado a partir de pelo menos uma das seguintes metodologias:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

- (1) médias móveis;
 - (2) modulação, a partir de hidrogramas das vazões observadas em estações fluviométricas existentes na bacia incremental ou em regiões próximas;
 - (3) agrupamento de bacias incrementais, e
 - (4) cálculo a partir da vazão afluente adotada com base em curvas referenciais de cota e afluência, estabelecidas conforme metodologia específica para cada reservatório.
- (c) propagação das vazões defluentes dos aproveitamentos a montante, em condições de reservatório, e propagação das vazões naturais dos aproveitamentos a montante, em condições naturais, a partir de pelo menos uma das seguintes metodologias:
- (1) defasagem das vazões, considerando o tempo de viagem da água entre os aproveitamentos em horas;
 - (2) propagação hidrológica, como a utilizada nos métodos *Muskingum*, *Todini* Modificado e *SSARR*; e
 - (3) propagação hidráulica, como a utilizada em modelos hidrodinâmicos.

3.2.1.3 As metodologias utilizadas para as consistências diárias de primeiro, segundo e terceiro níveis dos dados hidráulicos são definidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, em conjunto com os agentes de geração.

3.2.2 Obtenção das vazões naturais

3.2.2.1 A vazão natural de cada aproveitamento (Q_{nat}) é obtida a partir da equação (1):

$$(1) Q_{nat} = Q_{natp} + Q_{inc\ con}$$

sendo,

Q_{nat} : vazão natural no local do aproveitamento (m^3/s);

Q_{natp} : vazão natural dos reservatórios a montante, devidamente propagada em condição natural (m^3/s); e

$Q_{inc\ con}$: vazão natural incremental consistida, entre o aproveitamento e os aproveitamentos a montante (m^3/s).

3.2.3 Cálculo da energia natural afluente (ENA)

3.2.3.1 A Energia Natural Afluente (ENA) é calculada a partir das vazões naturais e das produtibilidades equivalentes ao armazenamento de 65% do volume útil dos reservatórios dos aproveitamentos hidroelétricos.

3.2.3.2 A ENA pode ser calculada em base diária, semanal, mensal ou anual e, também, por bacia ($ENABACIA$) e por subsistema ($ENASUBSISTEMA$), de acordo com os sistemas de aproveitamentos hidroelétricos existentes nas configurações das bacias hidrográficas e dos subsistemas elétricos, conforme as equações (1) e (2):

$$(1) ENABACIA(t) = \sum_{i=1}^n (Q_{nat}(i,t) \times p(i))$$

$$(2) ENASUBSISTEMA(t) = \sum_{j=1}^m (Q_{nat}(j,t) \times p(j))$$

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

sendo,

t: intervalo de tempo de cálculo da ENA;

i: aproveitamento pertencente ao sistema de aproveitamentos da bacia considerada;

n: número de aproveitamentos existentes no sistema de aproveitamentos da bacia considerada;

Q_{nat} : vazão natural do aproveitamento no intervalo de tempo considerado, conforme item 3.2.2.1;

p: produtividade média do conjunto turbina-gerador do aproveitamento hidrelétrico, referente à queda obtida pela diferença entre o nível de montante, correspondente a um armazenamento de 65% do volume útil, e o nível médio do canal de fuga;

j: aproveitamento pertencente ao sistema de aproveitamentos do subsistema considerado; e

m: número de aproveitamentos existentes no sistema de aproveitamentos do subsistema considerado.

3.2.4 Cálculo da energia armazenada (EAR)

3.2.4.1 A Energia Armazenada (EAR) é calculada a partir dos volumes armazenados nos reservatórios e das produtibilidades dos aproveitamentos hidroelétricos.

3.2.4.2 A EAR pode ser calculada por bacia (EAR_{Bacia}) e por subsistema e leva em consideração os desvios de água para reservatórios e aproveitamentos da mesma bacia ou de outras, por meio de canais, túneis, estações de bombeamento etc.

3.2.4.3 A EAR por subsistema é calculada de forma análoga aos cálculos efetuados para EAR_{Bacia} , levando em consideração que a energia produzida pela água armazenada em alguns reservatórios, como Três Marias e Serra da Mesa, é distribuída em dois subsistemas.

3.2.4.4 A EAR_{Bacia} é calculada conforme as equações (), () e ():

$$() EAR\%_{Bacia} = \frac{EAR_{Bacia}}{EARmax_{Bacia}}$$

$$() EAR_{Bacia} = \sum_{i=1}^n (EAR_i)$$

$$() EARmax_{Bacia} = \sum_{i=1}^n (EARmax_i)$$

sendo,

$EAR\%_{Bacia}$: relação entre a energia armazenada e a energia armazenada máxima na bacia considerada (%);

EAR_{Bacia} : energia armazenada na bacia considerada (MWmed);

$EARmax_{Bacia}$: energia armazenada máxima na bacia considerada (MWmed);

EAR: energia associada ao volume armazenado no reservatório, em um período de um mês, considerando a produtividade na própria usina e em todas as usinas a jusante da bacia considerada, descontando-se o volume morto (MWmed), conforme item 0;

EARmax: energia associada ao máximo de água armazenada no reservatório, em um período de um mês, considerando a produtividade na própria usina e em todas as usinas a jusante da bacia considerada, descontando-se o volume morto (MWmed), conforme item 0;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

i: aproveitamento pertencente à bacia considerada; e

n: número de aproveitamentos existentes na bacia considerada.

3.2.4.5 Os valores de EAR e EARmax são obtidos a partir das equações () e ():

$$() \text{EAR}_i = \frac{(V_i - V_{\min_i})}{2,6298} \times \left(\text{PRODeq}_i + \sum_{j=1}^m (\text{PRODeq}_j) \right)$$

$$() \text{EARmax}_i = \left(\frac{V_{\max_i} - V_{\min_i}}{2,6298} \right) \times \left(\text{PRODeqmax}_i + \sum_{j=1}^m (\text{PRODeqmax}_j) \right)$$

sendo,

V: volume acumulado no reservatório (hm³);

Vmin: volume mínimo normal do reservatório (hm³);

Vmax: volume máximo normal do reservatório (hm³);

PRODeq: produtibilidade equivalente do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s), conforme item 3.2.4.6;

PRODeqmax: produtibilidade equivalente máxima do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s), conforme item 3.2.4.6;

i: aproveitamento considerado;

j: aproveitamentos existentes a jusante do aproveitamento considerado; e

m: número de aproveitamentos existentes a jusante do aproveitamento considerado.

3.2.4.6 Os valores de PRODeq e PRODeqmax são obtidos a partir das equações () e (1):

$$() \text{PRODeq}_i = (\text{PRODesp}_i) \times (\text{Heq}_i)$$

$$() \text{PRODeqmax}_i = (\text{PRODesp}_i) \times (\text{Heqmax}_i)$$

sendo,

PRODesp: produtibilidade específica do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s/m);

Heq: queda líquida equivalente (m), conforme item 0; e

Heqmax= máxima queda líquida equivalente (m), conforme item 0.

3.2.4.7 Os valores de Heq e Heqmax são obtidos a partir dos seguintes condicionantes:

(a) se a regularização proporcionada pelo reservatório for mensal, é utilizada as equações () e (1):

$$() \text{Heq}_i = (\text{CotaGeo}_i) - (\text{CFugamed}_i) - (\text{Perdas}_i)$$

$$(1) \text{Heqmax}_i = (\text{CotaGeomax}_i) - (\text{CFugamed}_i) - (\text{Perdas}_i)$$

(b) se a regularização proporcionada pelo reservatório for semanal ou diária, é utilizada a equação ():

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

$$() Heq_i = Heq_{max_i} = (Cotaref_i) - (CFugamed_i) - (Perdas_i)$$

sendo,

CotaGeo: cota geométrica equivalente do aproveitamento (m), conforme item 3.2.4.8;

CFugamed: nível médio do canal de fuga do aproveitamento (m);

Perdas: perda de carga hidráulica média do aproveitamento (m);

CotaGeomax: máxima cota geométrica equivalente do aproveitamento (m), conforme item 3.2.4.8; e

Cotaref: cota de referência do reservatório (m), conforme item 3.2.4.8.

3.2.4.8 Os valores de CotaGeo, CotaGeomax e Cotaref são obtidos a partir das equações (), () e (2):

CotaGeo_i

$$() = \left(\frac{1}{V_i - V_{min_i}} \right) \times \left(\frac{a_i}{5} \times (V_i^5 - V_{min_i}^5) + \frac{b_i}{4} \times (V_i^4 - V_{min_i}^4) + \frac{c_i}{3} \times (V_i^3 - V_{min_i}^3) + \frac{d_i}{2} \times (V_i^2 - V_{min_i}^2) + e \times (V_i - V_{min_i}) \right)$$

CotaGeomax_i

$$() = \left(\frac{a_i}{5} \times (V_{max_i}^5 - V_{min_i}^5) + \frac{b_i}{4} \times (V_{max_i}^4 - V_{min_i}^4) + \frac{c_i}{3} \times (V_{max_i}^3 - V_{min_i}^3) + \frac{d_i}{2} \times (V_{max_i}^2 - V_{min_i}^2) + e \times (V_{max_i} - V_{min_i}) \times \left(\frac{1}{V_{max_i} - V_{min_i}} \right) \right)$$

$$(2) Cotaref_i = (a_i \times V_{ref_i}^4 + b_i \times V_{ref_i}^3 + c_i \times V_{ref_i}^2 + d_i \times V_{ref_i} + e_i)$$

sendo, as seguintes variáveis obtidas conforme descrito no Submódulo 3.8 – Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos:

V_{min_i}: volume mínimo operativo normal do reservatório (hm³);

V_{max_i}: volume máximo operativo normal do reservatório (hm³);

PRODesp_i: produtividade específica do aproveitamento hidrelétrico (MW/m³/s/m);

CFugamed_i: nível médio do canal de fuga do aproveitamento (m);

Perdas_i: perda de carga hidráulica média do aproveitamento (m);

a_i, b_i, c_i, d_i, e_i: coeficientes do polinômio cota-volume do reservatório; e

V_{ref_i}: volume de referência do reservatório (hm³).

3.3. Critérios para Planejamento Anual de Prevenção de Cheias (PAPC)

3.3.1. Análise de consistência das séries sintéticas das vazões diárias

3.3.1.1 As séries sintéticas das vazões incrementais diárias geradas, correspondentes aos cenários hidrológicos, são analisadas a fim de se buscar consistência em relação às séries históricas, conforme os seguintes critérios (entre parênteses, estão os valores de referência para ajuste ótimo):

- (a) probabilidade de a média da vazão diária da série sintética ser superior à da série histórica (0,5);

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

- (b) probabilidade de o desvio padrão da vazão diária da série sintética ser superior ao da série histórica (0,5);
- (c) probabilidade de a média do volume de espera anual da série sintética ser superior à da série histórica (0,5);
- (d) probabilidade de o desvio padrão do volume de espera anual da série sintética ser superior ao da série histórica (0,5);
- (e) probabilidades de a distância multivariada da média e o desvio padrão do volume de espera anual da série sintética serem superiores aos das séries históricas (1,0); e
- (f) teste de *Smirnov* para os volumes de espera anuais das séries sintética e histórica (aceitação com nível de significância de 10%).

3.3.2. Cálculo dos volumes de espera em sistemas de reservatórios

3.3.2.1 Os volumes de espera são calculados para cada cenário hidrológico, utilizando séries sintéticas de vazões naturais incrementais médias diárias, quando estas se apresentarem consistentes, ou séries históricas das vazões naturais incrementais médias diárias.

- (a) caso sejam utilizadas séries sintéticas de vazões, os volumes de espera resultantes representam os valores mínimos a serem adotados nos reservatórios do sistema ou, quando o sistema possui um único reservatório, o volume de espera resultante representa exatamente o volume a ser adotado nesse reservatório.
- (b) caso sejam utilizadas séries históricas de vazões, os volumes de espera resultantes representam exatamente os volumes a serem adotados nos reservatórios do sistema.

3.3.2.2 Caso não exista um reservatório imediatamente a montante do local da restrição de vazão máxima, é definido um reservatório fictício e os volumes de espera resultantes são distribuídos entre os reservatórios do sistema localizados a montante desse local, considerando os seguintes aspectos:

- (a) distribuição proporcional ao fator de contribuição das vazões em cada local do reservatório, em relação ao local onde foi calculado o volume de espera;
- (b) capacidade para alocação do volume de espera;
- (c) efetividade para o controle de cheias nos locais de restrição de vazão máxima; e
- (d) impactos energéticos decorrentes.

3.3.3. Avaliação dos impactos energéticos das alternativas de volumes de espera

3.3.3.1 A partir das alternativas de volumes de espera para todos os reservatórios dos sistemas de reservatórios para controle de cheias, definidas conforme Submódulo 3.7, e a partir da alternativa de não alocação dos volumes de espera, os impactos na operação eletroenergética são avaliados utilizando-se os seguintes resultados dos modelos de avaliação energética:

- (a) risco de déficit;
- (b) CMO;
- (c) probabilidade de reenchimento dos subsistemas ou reservatórios ao final do período de controle de cheias; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

(d) vertimentos realizados.

3.3.4. Classificação das situações de operação para controle de cheias

3.5.6.1 A definição das regras de operação de controle de cheias, conforme descrito no Submódulo 3.7, deve considerar a classificação das situações de operação apresentada no Quadro 1, sendo:

- (a) indicativo de violação das restrições hidráulicas de vazões máximas: obtido com base nos estados de armazenamento, de afluências aos reservatórios e de vazões incrementais entre os reservatórios e os pontos de controle;
- (b) ocupação de volumes de espera:
 - (1) para os sistemas de reservatórios independentes constituídos de um único reservatório de regularização: quando os volumes vazios disponíveis são inferiores aos volumes de espera estabelecidos no PAPC.
 - (2) para os sistemas de reservatórios interdependentes: quando os tempos de recorrência proporcionados pelos volumes vazios disponíveis são inferiores aos tempos de recorrência recomendados no PAPC.
- (c) caracterização de cheia: previsão ou ocorrência de vazões naturais nos pontos de controle superiores às restrições de vazões máximas consideradas.

Quadro 1 – Classificações das situações de operação para controle de cheias

Situação de Operação	Descrição
Normal	Não há: <ul style="list-style-type: none"> • indicativo de violação de restrições hidráulicas de vazões máximas; e • ocupação de volumes de espera; e • caracterização de cheia.
Atenção	Não há: <ul style="list-style-type: none"> • indicativo de violação de restrições hidráulicas de vazões máximas; e Há: <ul style="list-style-type: none"> • caracterização de cheia ou há ocupação de volumes de espera.
Alerta	Há: <ul style="list-style-type: none"> • indicativo de violação das restrições hidráulicas de vazões máximas; e • ocupação de volumes de espera; e • caracterização de cheia.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

Situação de Operação	Descrição
Emergência	<p>Há:</p> <ul style="list-style-type: none"> • violação de restrições hidráulicas de vazões máximas; e • ocupação de volumes de espera; e • caracterização de cheia.

3.4. Critérios para previsão de vazões e geração dos cenários de afluências

3.4.1. Análise de consistência e consolidação das vazões naturais médias diárias previstas

3.4.1.1 As vazões naturais médias diárias previstas pelos agentes de geração e pelo ONS são analisadas com base nos seguintes critérios de consistência:

- inexistência de valores negativos de vazões naturais incrementais médias diárias;
- inexistência de incompatibilidade entre, por um lado, as previsões de vazões naturais médias diárias e, por outro, os valores de vazões observadas e os valores de previsões de precipitação na área incremental da bacia hidrográfica; e
- inexistência de incompatibilidade nas parcelas relativas às vazões de uso consuntivo e de evaporação líquida que foram adicionadas às vazões previstas.

3.4.2. Estimação das vazões naturais médias de semana ou de mês incompletos

3.4.2.1 As vazões naturais afluentes médias de semana ou de mês incompletos são estimadas, para aproveitamentos hidroelétricos, pelo critério da média proporcional entre os valores das vazões naturais médias diárias verificadas no período decorrido e os valores das vazões naturais médias diárias previstas para os dias restantes da semana ou do mês.

3.4.2.2 A proporção representativa de cada período é definida pelo número de dias com valores verificados e pelo número de dias com valores previstos.

3.4.2.3 A estimativa das vazões naturais médias é calculada a partir da equação (1):

$${}^{(1)} QN(i,t) = \frac{\sum_{d=1}^n (QN_{VERIF}(i,d)) + \sum_{d=n+1}^m (QN_{PREV}(i,d))}{m}$$

sendo,

i: identificação do aproveitamento hidroelétrico onde está sendo estimada a vazão natural média de semana ou de mês incompletos;

t: identificação da semana ou do mês para o qual está sendo estimada a vazão natural média;

d: identificação do dia da semana ou do mês considerado;

n: número de dias com valores de vazões naturais verificadas;

m: número de dias do período total considerado (semana ou mês);

QN_{VERIF} : vazão natural média diária verificada no aproveitamento hidroelétrico; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

QN_{PREV} : vazão natural média diária prevista no aproveitamento hidroelétrico.

4. CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DA CURVA DE PRODUTIVIDADE EÓLICA

4.1. Usinas Eólicas

4.1.1. Premissas

4.1.1.1 Para cálculo da curva é necessário o histórico de vento e de geração das usinas eólicas.

4.1.1.2 Esses dados são enviados pelos agentes através do sistema de supervisão do ONS.

4.1.2. Critérios Gerais

4.1.2.1 O desenvolvimento metodológico foi dividido em três etapas:

- (a) a primeira etapa consiste na caracterização do processo e tratamento dos dados históricos verificados de geração e velocidade do vento;
- (b) na segunda etapa, o histórico verificado de vento e geração alimenta um modelo de criação das curvas Vento x Potência (VxP). Essas curvas, posteriormente, são utilizadas no cálculo de referência de energia frustrada, conforme Submódulo 6.5 - Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração; e
- (c) Finalmente, de posse da velocidade do vento verificada no momento de restrição de geração eólica decorrente de comando do ONS, a expectativa da energia que teria sido gerada é calculada.

4.1.2.2 Em geral, a curva de potência física é caracterizada por dois parâmetros principais, sendo esses velocidade do vento denominada *cut-in* e *cut-out*.

4.1.2.2.1 A velocidade *cut-in* é a velocidade mínima do vento que permite o início de geração de energia elétrica pelo aerogerador e a velocidade *cut-out* é a velocidade máxima de vento que a máquina ainda poderá operar sem ser desligada.

4.1.2.2.2 A Figura 2 ilustra o comportamento teórico de um aerogerador típico.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

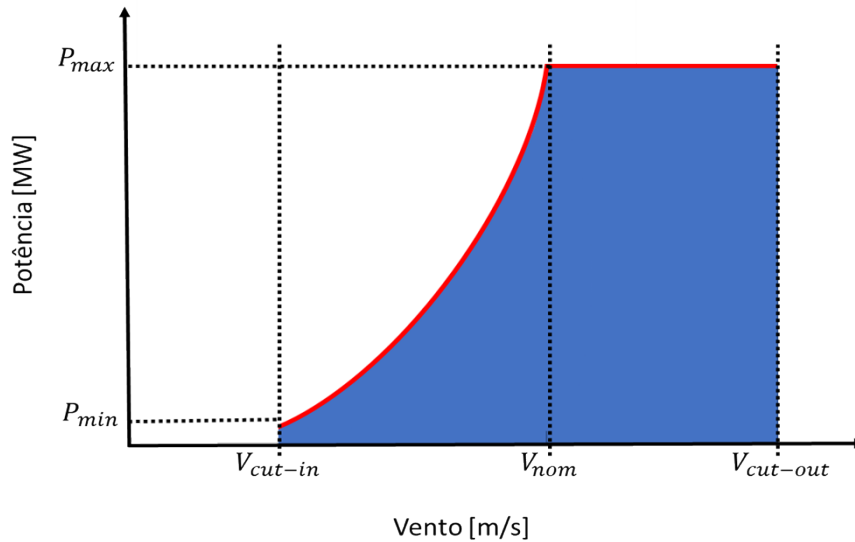


Figura 2 – Representação física da curva Vento x Potência

4.1.2.3 Na próxima seção, as características do modelo utilizado para estimação das curvas de potência das usinas eólicas são apresentadas.

4.1.3. Características das Curvas Vento x Potência

4.1.3.1 Com base nos dados históricos, a curva empírica é construída através de funções sigmóides – Equação (3), sendo os parâmetros P_{min} , P_{max} , V_{01} , V_{max1} , V_{02} e V_{max2} características próprias de cada parque eólico, conforme Figura 3.

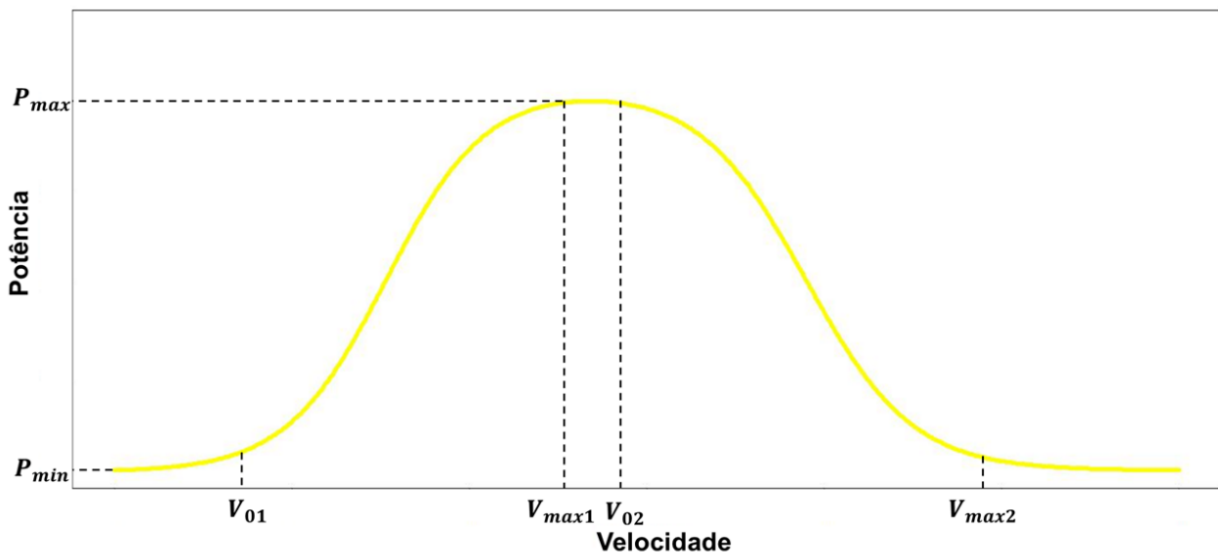


Figura 3 – Curva genérica para criação das curvas Vento x Potência

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

$$(3) \quad P(v) = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{1 + e^{-\frac{5}{t_{s1}} \cdot (v - t_{c1})}} - \frac{P_{max}}{1 + e^{-\frac{5}{t_{s2}} \cdot (v - t_{c2})}}$$

sendo,

$$(4) \quad t_{s1} = V_{max1} - V_{01} \qquad t_{s2} = V_{max2} - V_{02}$$

$$(5) \quad t_{c1} = \frac{V_{max1} + V_{01}}{2} \qquad t_{c2} = \frac{V_{max2} + V_{02}}{2}$$

4.1.3.2 Cada usina eólica possui características distintas. As curvas VxP de usinas que possuem uma região de saturação bem definida para velocidades elevadas de vento podem ser modeladas através de uma função com a primeira e a segunda parcela da Equação (3).

4.1.3.2.1 Em caso de usinas em que a geração eólica a partir de dada velocidade do vento começa a decair, é necessário utilizar também a terceira parcela da Equação (3) para modelar as respectivas curvas VxP.

4.1.3.2.2 A Figura 4 ilustra um exemplo de curvas VxP estimadas utilizando a Equação (3), cada curva com seu comportamento distinto, conforme acima mencionado.

Curva Vento x Potência

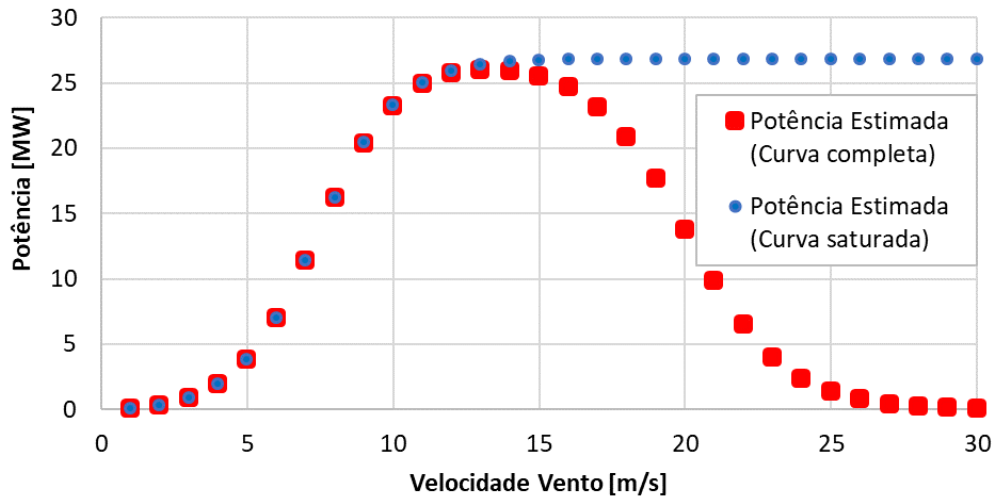


Figura 4 - Curva Vento x Potência com e sem saturação na geração

4.1.4. Estimação de Limites das Dispersões Vento x Potência

4.1.4.1 Para uma boa estimação da curva VxP, inicialmente, é necessário eliminar os pontos da dispersão, de cada usina, que não representam valores plausíveis, tentando manter o maior número de pontos corretos [2].

4.1.4.2 Sendo assim, são criadas uma função superior e uma inferior, de forma a considerar apenas os dados que se encontram dentro destes limites. A criação destes limites é feita com funções sigmóides, conforme Equação (3).

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

4.1.4.3 De posse dos parâmetros P_{min} , P_{max} , V_{01} , V_{max1} , V_{02} e V_{max2} é possível a criação dos limites inferiores e superiores para filtragem dos dados.

4.1.4.3.1 Esses parâmetros devem ser estimados tomando as próprias curvas de dispersão dos dados verificados, uma vez que os parâmetros teóricos nem sempre são compatíveis com os estimados pela curva de dispersão real.

4.1.4.3.2 Os parâmetros da sigmoide são calculados de forma automática pelo modelo que estima as curvas VxP.

4.1.4.3.3 A ideia geral consiste em selecionar dentro do conjunto de pontos verificados aqueles pertencentes aos intervalos prováveis de cada parâmetro da equação. Para cada coeficiente a ser especificado, um conjunto de pontos é selecionado e um determinado quantil desse vetor é calculado e atribuído como o valor do parâmetro desejado.

4.1.4.4 Na Figura 5, a região em vinho contém os pontos selecionados para a estimação dos parâmetros V_{01} das curvas limites inferior e superior, enquanto a região em amarelo filtra os pontos previamente escolhidos na região vinho para a definição do parâmetro V_{01inf} . Marcações semelhantes são realizadas para estimar os demais parâmetros das curvas.

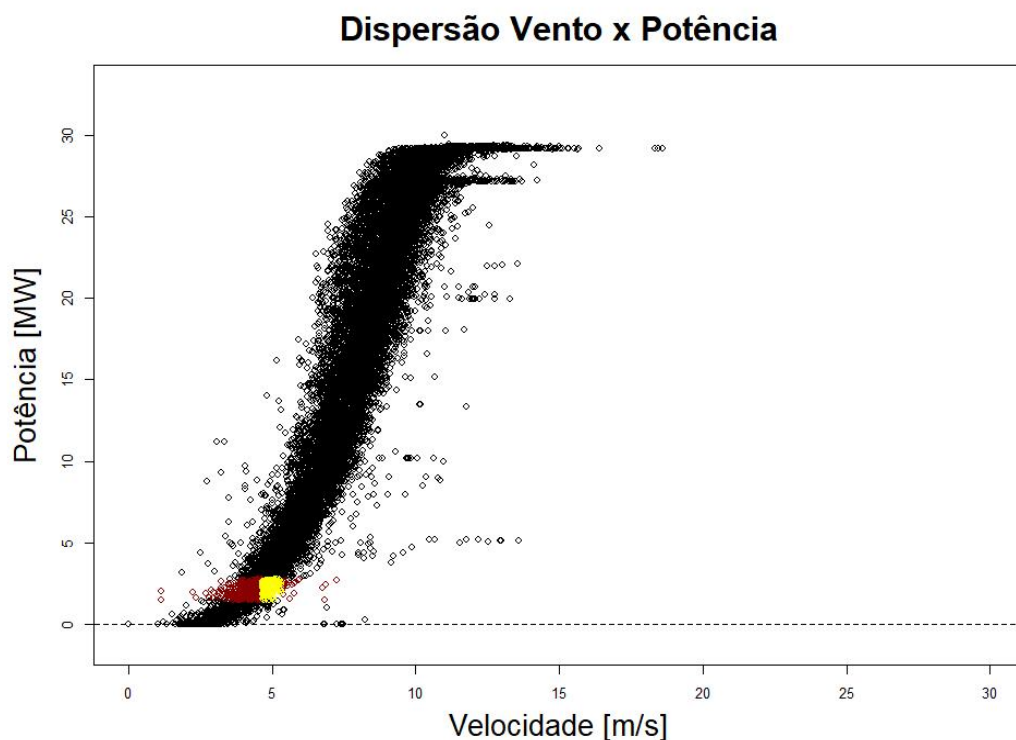


Figura 5 - Dispersão VxP de um parque eólico

4.1.4.5 A Figura 6 apresenta um exemplo da criação destes limites e de como se torna a dispersão após a eliminação de dados incompatíveis.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

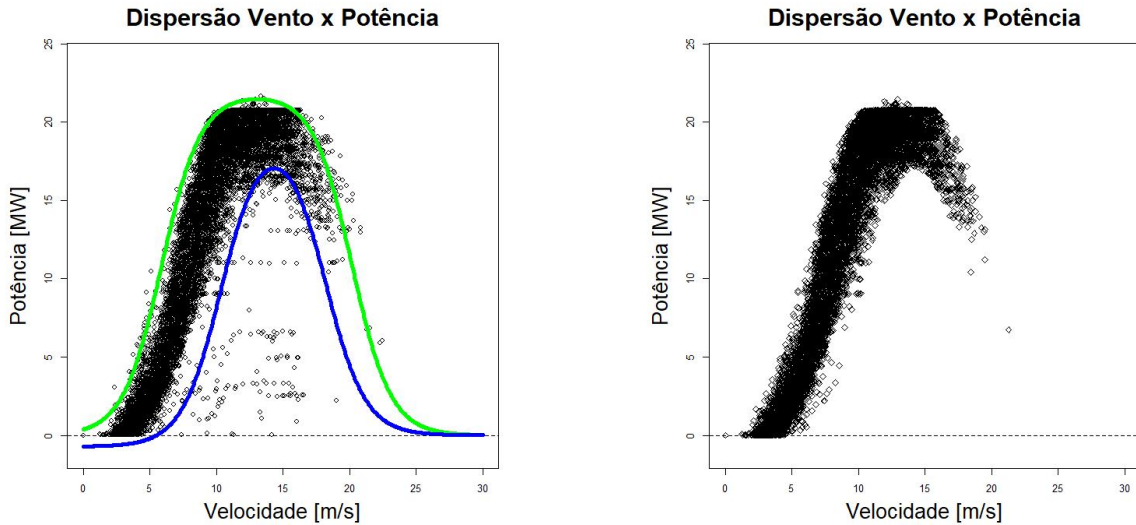


Figura 6 - Curvas limites e aplicação

4.1.4.6 Os dados eliminados nem sempre representam problemas de medição. Muitos dados podem ser medições precisas e serem cortados por não estarem dentro dos limites calculados. Esses dados podem ser originais de restrições operativas diversas, tais como máquinas em manutenção, equipamentos em falha ou restrições de transmissão.

4.1.4.6.1 Estes fatores fazem com que mesmo com a disponibilidade de recurso (vento) a usina não gere a respectiva energia. Embora os dados que estão sendo eliminados possam ser reais, não é interessante mantê-los na calibração dos modelos, dado que o que importa são os pontos em que o parque opera em condições usuais.

4.1.4.7 Em situações normais, a dispersão da curva de potência verificada é composta por pontos majoritariamente plausíveis, e neste caso as limitações impostas apenas melhoram a qualidade do ajuste, conforme pode ser observado na Figura 7.

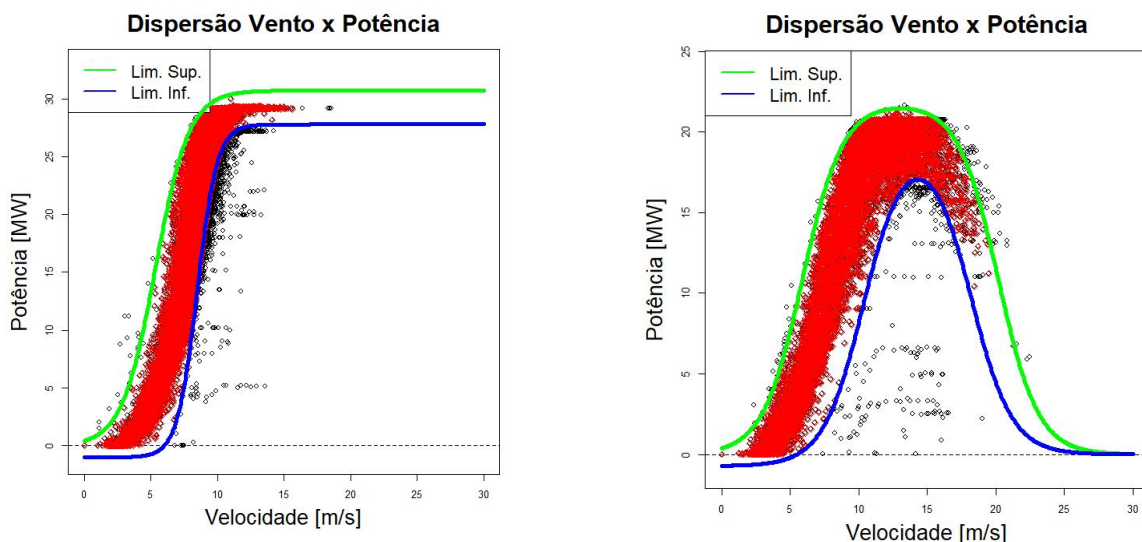


Figura 7 - Curvas limites de parques eólicos com saturação e decaimento na geração

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

4.1.5. Estimação das Curvas Vento x Potência

4.1.5.1 Após o tratamento da dispersão VxP, a equação que representa cada usina pode ser selecionada.

4.1.5.2 O modelo desenvolvido estima os parâmetros da função sigmoide Equação (3). A mesma função utilizada no processo de filtragem dos dados verificados é adotada para modelar a curva média VxP de parques eólicos.

4.1.5.3 A estimação dos parâmetros que permite o melhor ajuste da curva à dispersão VxP pode ser realizada através de uma função capaz de selecionar os parâmetros de um modelo não-linear que resultem nos menores desvios quadráticos entre os dados calculados e observados.

4.1.5.4 A quantidade e qualidade dos dados, principalmente na região de saturação, influenciam diretamente na estimação dos parâmetros da função. Um artifício utilizado para evitar ocorrência de erros e estimativas imprecisas é a inclusão de pontos fictícios ao conjunto de dados que é utilizado no processo de estimação.

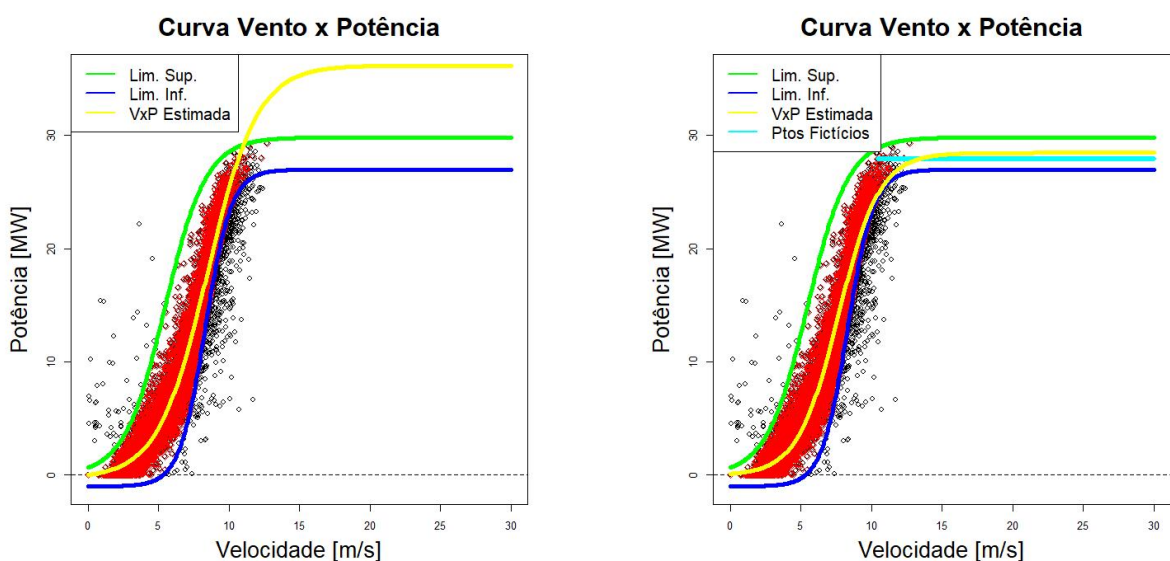
4.1.5.5 A Figura 8 ilustra uma usina eólica, cujo histórico é insuficiente para uma previsão adequada das gerações na região de saturação. É possível observar na Figura 8 que o número de pontos VxP verificados nessa região é escasso, o que compromete a qualidade da estimação da curva.

4.1.5.6 No processo de inclusão de pontos fictícios, busca-se conhecer as maiores velocidades de vento verificadas bem como as gerações eólicas associadas a elas.

4.1.5.6.1 De posse dessas informações, é possível criar um conjunto de pontos formado por uma sequência de ventos partindo de um valor, que é especificado como um quantil do vetor contendo os ventos registrados mais altos, até uma velocidade elevada.

4.1.5.6.2 Esse vetor com velocidades de vento deve ser relacionado a um vetor de mesmo tamanho contendo as gerações correspondentes.

4.1.5.6.3 O valor estabelecido para as gerações é constante justamente no intuito de representar de forma adequada a região de saturação. Esse valor constante é escolhido através do cálculo de um quantil das gerações associadas aos maiores ventos, que se aproxima da geração eólica verificada em casos que a saturação é atingida.



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Critérios para estudos energéticos e hidrológicos	2.4	Critérios	2024.10	30/10/2024

Figura 8 - Comparação entre curvas VxP estimadas sem e com a inserção de pontos fictícios

4.1.5.7 Na imagem da direita da Figura 8, os pontos fictícios são plotados em azul e garantem um ajuste da curva VxP bem mais aderente à região de saturação, conforme demonstrado pela curva em amarelo.

4.1.5.7.1 Observa-se que na imagem da esquerda da Figura 8, a curva VxP estimada ultrapassa o limite superior de geração da usina.

4.1.5.8 A metodologia de estimação das curvas de potência de usinas eólicas descrita acima possui a vantagem de ser capaz de modelar usinas com a região de saturação bem definida, assim como usinas que possuem a característica de decaimento, explicada anteriormente, conforme observado na Figura 9.

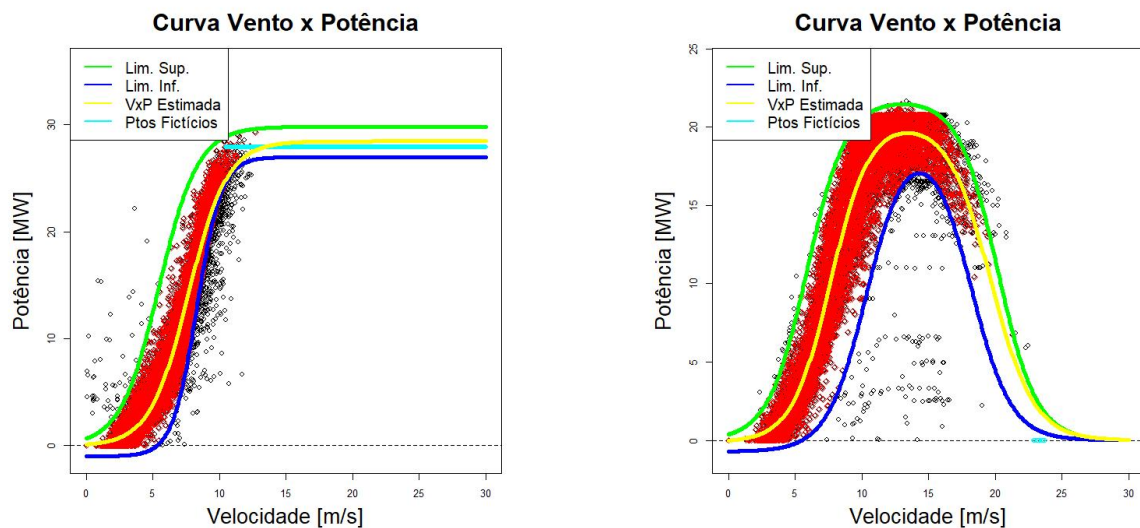


Figura 9 - Curvas VxP de parques eólicos com saturação e decaimento na geração

5. REFERÊNCIAS

- [1] CNPE. Resolução nº 01, de 12 de março de 2024.
- [2] M. N. M. Rolo, “Previsão de Produção Eólica com Modelização de Incertezas,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.