



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

FILIPPE RAFAEL FARIAS DE SÁ

**PANORAMA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
ANÁLISE DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA
2014-2023**

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2015

FILIPPE RAFAEL FARIAS DE SÁ

PANORAMA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
ANÁLISE DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA
2014-2023

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Planejamento Energético

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2015

FILIPPE RAFAEL FARIAS DE SÁ

PANORAMA ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:
ANÁLISE DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA
2014-2023

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade
Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Planejamento Energético

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho aos meus pais, Francisco Genésio de Sá e Rosilda Farias da Silva Sá (in memoriam), que foram os principais motivadores do meu interesse pela formação acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre ter me dado saúde e força de vontade para superar cada desafio que surgia durante a caminhada em busca da formação acadêmica.

Agradeço também a meu pai, Genésio, por sempre estar presente em todos os momentos dando totais condições para que pudesse ter foco exclusivo nos estudos e à minha mãe, Rosilda (in memoriam), que enquanto esteve presente em vida fez tanto quanto meu pai.

Agradeço também a todos os meus familiares, que sempre torceram bastante por mim, dando apoio nas horas que surgiam adversidades e que contribuíram de alguma forma na construção dessa caminhada.

Agradeço ao meu orientador, Leimar de Oliveira, pela paciência que sempre teve comigo e pela disponibilidade em orientar de maneira elucidativa na execução deste trabalho.

Agradeço a todos os meus amigos, dos quais tive a honra de ter convivido todo esse tempo, compartilhando momentos de alegrias e dificuldades, dos quais também sou muito grato por todo apoio que foi dado.

Por fim agradeço aos professores que puderam transmitir seus conhecimentos, em especial àqueles que se mostraram serem mais solícitos, à instituição UFCG que sempre me recebeu de portas abertas por meio de seus funcionários, e a qualquer outra pessoa que tenha colaborado para a construção da personalidade que tenho hoje.

RESUMO

O planejamento energético é um instrumento indispensável para o desenvolvimento de um país principalmente quando realizado de maneira adequada e confiável. Sendo assim é realizada neste trabalho uma análise das condições atuais do setor elétrico brasileiro e das projeções para os anos posteriores, a fim de se ter um panorama da situação deste setor do país. Para tal, são analisados os métodos utilizados para a obtenção das estimativas e projeções de dados oficiais documentados. É dado maior enfoque no que está contido nos Planos Decenais de Expansão de Energia, em especial o mais recente divulgado em 2014. Estudam-se os principais pontos de interesse e comparam-se as semelhanças e diferenças entre os documentos. Também são comparadas projeções com dados reais de situações já ocorridas. Então é vista a precisão destas projeções e se analisa a sua confiabilidade para o decênio. Diante de tudo isto ficou constatado que as características do Plano Decenal possibilitam a credibilidade na garantia dada de que não ocorrerão déficits de energia dentro do horizonte de estudo.

Palavras-chave: Consumo, Demanda, Geração, Planejamento, Plano Decenal, Projeções, Setor Elétrico.

ABSTRACT

The energetic planning is a key tool to the country development, mostly when done of the adequate and reliable way. Thus is done in this paper an analysis of the current conditions of Brazilian electric sector and projections for the following years in order to have an outlook on the situation of this sector in Brazil. For this, methods used for obtaining the estimates and projections of official documented data are analyzed. It is given greater focus on that is contained in the Ten-Year Energy Expansion Plans, in particular the latest, released in 2014. The main points of interest are studied and the similarities and differences between the documents are compared. Projections with real data from situations that have already occurred are also compared. So the accuracy of these projections is checked and the reliability is analyzed. Under the circumstances it was found that the of the Ten-Year Plan features enable the credibility on the guarantee given that there will be no energy deficits within the study horizon.

Keywords: Consumption, Demand, Generation, Planning, Ten-Year Plan, Projections, Electric Sector.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Carga projetada para o decênio 2006-2015.....	6
Figura 2. Carga projetada para o decênio 2008-2017.....	6
Figura 3. Carga projetada para o decênio 2010-2019.....	6
Figura 4. Carga projetada para o decênio 2011-2020.....	7
Figura 5. Carga projetada para o decênio 2012-2021.....	7
Figura 6. Carga projetada para o decênio 2013-2022.....	7
Figura 7. Evolução da capacidade instalada do SIN no PDE 2017.....	12
Figura 8. Participação regional na capacidade instalada do SIN no PDE 2019.....	13
Figura 9. Participação regional na capacidade instalada do SIN no PDE 2021.....	13
Figura 10. Participação regional na capacidade instalada do SIN no PDE 2021.....	14
Figura 11. Modelagem da projeção da demanda de energia elétrica.....	25
Figura 12. Custo Total.....	29
Figura 13. Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte.....	36
Figura 14. Participação regional na capacidade instalada no SIN.....	36
Figura 15. Participação das fontes de produção ao final de 2017 e de 2023.....	39
Figura 16. Balanço de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva....	41
Figura 17. Balanço de garantia física – SE/CO + Itaipu.....	41
Figura 18. Balanço de garantia física – AC/RO + Teles Pires + Tapajós.....	42
Figura 19. Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN.....	44
Figura 20. Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHE's.....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Estimativas de gastos para expansão da geração nos Planos Decenais.....	16
Tabela 2. Estimativas de gastos para expansão da transmissão nos Planos Decenais.....	16
Tabela 3. Economia e consumo final energético.....	32
Tabela 4. Consumo de eletricidade na rede por classe.....	33
Tabela 5. Consumo de eletricidade na rede por subsistema.....	33
Tabela 6. Carga e perdas no SIN.....	34
Tabela 7. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão – Linhas de transmissão (km).....	46
Tabela 8. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão – Transformação (MVA).....	46
Tabela 9. Consumo de energia elétrica e eficiência energética.....	47
Tabela 10. Energia conservada por setor.....	48
Tabela 11. Balanço de energia mensal no SIN.....	52
Tabela 12. Consumo no SIN em 2015 de Janeiro a Abril.....	53
Tabela 13. Comparativo entre demandas médias por região.....	55
Tabela 14. Consumo de energia elétrica do PDE 2015.....	60
Tabela 15. Consumo de eletricidade na rede por subsistema do PDE 2015.....	60
Tabela 16. Consumo de eletricidade na rede por classe de consumidor do PDE 2015...60	60
Tabela 17. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2005.....	60
Tabela 18. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão em km no PDE 2015.....	61
Tabela 19. Consumo de energia elétrica do PDE 2017.....	62
Tabela 20. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2007.....	62
Tabela 21. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2009.....	63
Tabela 22. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão em km no PDE 2019.....	63
Tabela 23. Consumo de energia elétrica e eficiência energética do PDE 2020.....	64
Tabela 24. Consumo de eletricidade na rede por subsistema do PDE 2020.....	64
Tabela 25. Consumo de eletricidade na rede por classe de consumidor do PDE 2020...64	64

Tabela 26. Consumo de energia elétrica e eficiência energética do PDE 2022.....	65
Tabela 27. Consumo de eletricidade na rede por subsistema do PDE 2022.....	65
Tabela 28. Consumo de eletricidade na rede por classe de consumidor do PDE 2022...	65
Tabela 29. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2012.....	66
Tabela 30. Estimativa da expansão das linhas de transmissão em km no PDE 2022.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG – Banco de Informações de Geração
CC – Corrente Contínua
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF – Companhia Hidroelétrica do Rio São Francisco
CME – Custo Marginal de Expansão
CMO – Custo Marginal de Operação
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
EPE – Empresa de Pesquisa energética
FFE – Fundo Federal de Eletrificação
G – Giga
Hz - Hertz
II PND – Segundo Plano Nacional do Desenvolvimento
IPDO – Informativo Preliminar Diário da Operação
k – Kilo
M - Mega
MIPE – Modelo Integrado do Planejamento Energético
MME – Ministério de Minas e Energia
MSR – Modelo do Setor Residencial
MtCO₂eq – Milhões de toneladas de CO₂ equivalente
PCH – Pequena Central Hidroelétrica
PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB – Produto Interno Bruto
PROCEL – Programa Nacional de Conservação da Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
SE - Subestação
SIN – Sistema Interligado Nacional
V - Volt
W - Watt

SUMÁRIO

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract.....	vii
Lista de Ilustrações	viii
Lista de Tabelas	ix
Lista de Abreviaturas e Siglas	xi
Sumário	xii
1 Introdução.....	1
1.1 Histórico do setor elétrico brasileiro	1
1.2 Objetivos	4
1.3 Estrutura do relatório	4
2 Revisão dos Planos Decenais anteriores	5
2.1 Aspectos principais	5
2.2 Semelhanças e discrepâncias entre os documentos	12
3 Análise metodológica do PDE	18
3.1 Evolução histórica do planejamento	18
3.2 Premissas Básicas	19
3.3 Estudos de projeção de demanda	20
3.4 Estudos da expansão da geração.....	22
3.5 Estudo do modelo Newave	23
3.6 Conclusões.....	26
4 Estudo do PDE 2014-2023	28
4.1 Consumo e carga	28
4.2 Expansão da geração para o decênio 2014-2023	31
4.2.1 Fontes Contratadas	33
4.2.2 Fontes planejadas.....	34
4.3 Garantia física	36
4.4 Transmissão da energia	38
4.4.1 Linhas existentes	39
4.4.2 Linhas planejadas.....	40
4.4.3 Evolução da capacidade física e investimentos realizados	41
4.5 Eficiência energética	43
4.6 Contexto socioambiental	44
5 Projeções x Realidade de 2015	47
5.1 O setor elétrico em 2015	47
5.2 Comparativo entre os Planos Decenais e os primeiros meses de 2015	50
5.3 Análise da confiabilidade das projeções para o decênio.....	53
6 Conclusão	55

Referências	57
ANEXO A – Tabelas do PDE 2006-2015	60
ANEXO B – Tabelas do PDE 2008-2017	62
ANEXO C – Tabelas do PDE 2010-2019	63
ANEXO D – Tabelas do PDE 2011-2020	64
ANEXO E – Tabelas do PDE 2013-2022	65

1 INTRODUÇÃO

Neste trabalho de conclusão de curso serão analisados alguns aspectos importantes acerca do planejamento do setor elétrico brasileiro. O maior enfoque será dado aos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), em especial ao PDE 2014-2023 que foi o último a ser elaborado, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a qual é a responsável por coordenar o planejamento energético no Brasil como um todo. Doravante os Planos Decenais serão denominados apenas com o ano que indica o final do horizonte de planejamento.

Esses Planos Decenais são documentos bastante extensos contendo vários pontos de interesse para o planejamento do setor energético como demanda por energia elétrica e por diversos tipos de combustíveis, necessidades e projeções para oferta de energia elétrica e da produção de petróleo e derivados, gás natural e bicomcombustíveis, além de tratar da eficiência energética nos mais diversos setores e atividades e das questões socioambientais relacionadas com o desenvolvimento energético.

A EPE foi criada através de Lei em 2004, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e segue sendo a principal responsável pelos estudos a respeito do planejamento. Anteriormente a atuação desta empresa o planejamento do setor elétrico não existia de maneira organizada. Até se tentou implantar algo voltado para essa necessidade em décadas passadas, mas sem muito êxito, apesar do sistema elétrico brasileiro já ter se tornado de maior porte a um bom tempo, conforme é descrito na evolução histórica do setor a seguir.

1.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A eletricidade, por ser uma característica intrínseca da natureza, existe desde a origem do planeta e de seus campos eletromagnéticos. Entretanto, foi apenas em meados do século XIX que passaram a surgir invenções relacionadas à área, além de maiores avanços na engenharia elétrica. Nomes como Nikola Tesla, Thomas Edison, Michael Faraday, entre outros, foram de inestimável contribuição para tais avanços.

O Brasil não ficou muito distante dessas inovações e ainda no século XIX começou a implantar serviços de iluminação pública em sua capital, na época o Rio de Janeiro, em 1879. Nesse tempo ainda não existia uma central geradora de energia elétrica e o fornecimento era propiciado por um dínamo. Somente em 1883 foi que se criou uma central termoeletrica de 52 kW, a primeira geradora do país. Este acontecimento foi o impulso para o desenvolvimento do setor no Brasil. No mesmo ano, em Diamantina (MG), surgia a primeira hidroelétrica nacional, usina a fio d'água que gerava a partir da utilização de dois dínamos com 4 e 8 HP respectivamente.

Este último empreendimento acarretou na expansão dessa fonte de geração no Brasil e na utilização da eletricidade nos maiores centros. Em 1888 foi construída em Juiz de Fora (MG) a maior hidroelétrica do século, que gerava 250 kW, sendo posteriormente expandida para 375 kW. Até o final do século XIX, a capacidade aumentou de 61 kW para 10.850 kW.

Na passagem do século XIX para o século XX o país passou a contratar empresas internacionais para prestação de serviços urbanos de utilidade pública. Nas décadas seguintes o crescimento populacional urbano acompanhou o desenvolvimento do setor elétrico nacional e, por consequência, a quantidade de empreendimentos e de capacidade gerada foi crescendo proporcionalmente, tanto para atendimento da demanda por energia crescente nas áreas urbanas, quanto nas áreas industriais.

Até meados da década de 30 o setor elétrico nacional era controlado por particulares, sem intervenção direta do Estado. Em 1934 o governo Vargas resolve criar um Decreto-Lei denominado Código de Águas, que passa a dar ao Estado o intervencionismo no setor de águas e de energia elétrica. No início as empresas de eletricidade ficaram bastante insatisfeitas com o novo modelo de gestão do setor, acarretando na saída de muitas das companhias internacionais que estavam aqui instaladas. Ainda neste período, com o controle do setor, o governo resolve criar organizações estatais como a Companhia Hidroelétrica do Rio São Francisco (CHESF). Na década de 60 o governo decide criar a Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. que unifica o controle e passa a gerir todas as empresas do setor elétrico.

Diante desses fatos percebeu-se que essa área estava em extensivo progresso e se tornando cada vez mais complexa. Então, com a criação dessas organizações supracitadas e, mais especificamente, com a instituição de órgãos responsáveis pôde-se começar a tratar do setor elétrico como algo que necessitava de planejamento, para que se pudesse não só continuar a funcionar de maneira correta, mas também haver

possíveis expansões do setor com o intuito de se poder suprir a demanda quase sempre crescente. Contudo não se conseguiu efetivar a idéia em curto prazo e o setor de planejamento só passou a existir com atuação permanente a partir do século XXI, com a criação da EPE.

Antes disso o país continuou em busca de seu desenvolvimento, expandindo o setor elétrico de forma proporcional a sua expansão econômica. Entre as décadas de 60 e 80 houve o chamado Milagre Econômico, seguido do Segundo Plano Nacional do Desenvolvimento (II PND). Nesse contexto a demanda por eletricidade atingiu números de 10% de crescimento. Nessa época havia uma grave crise internacional de petróleo que criava um empecilho na utilização de combustíveis fósseis para geração de energia. Então se decidiu criar grandes empreendimentos de geração hidroelétrica de energia como as usinas de Itaipu e Tucuruí.

Além da expansão da geração a crescente demanda também acarretou no surgimento do Programa Nacional de Conservação da Energia (PROCEL), em 1985, comandado pela Eletrobrás, com o objetivo de promover o uso racional da energia em todos os tipos de consumidores.

Na década de 90 as condições de funcionamento do setor elétrico brasileiro já não eram mais as mesmas. Diante disso o governo resolveu retornar o setor a ser como era antes, desestatizando as empresas do setor e criando órgãos reguladores vinculados ao Estado para administrar tudo isso. Com isso criou-se, em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão diretamente vinculado ao MME.

Já sob fiscalização da ANEEL, foi criado, dois anos após, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que tem como função coordenar a geração de energia e a distribuição e transmissão desta entre as diversas geradoras, promovendo o intercâmbio entre os subsistemas, quando necessário. Além disso, o ONS é um órgão que auxilia bastante os estudos de planejamento que se tem hoje em dia no Brasil.

No decorrer dessas décadas, a evolução do setor elétrico propiciou que algumas áreas entre Sul/Sudeste e Norte/Nordeste crescessem interligadas entre elas. Contudo, para que se pudesse estruturar melhor o planejamento do setor era preferível que todos os subsistemas do país fossem interligados em um único. Foi então que, a partir 1998, decidiu-se interligar os dois subsistemas supracitados, criando assim o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Com a interligação Norte/Sul concluída foi a vez de interligar ao sistema os demais que eram isolados. Com isso interligou-se os subsistemas Acre e Rondônia ao

Sudeste/Centro-Oeste e a região de Manaus ao subsistema Norte. Entretanto ainda existem algumas áreas que ainda não estão interligadas ao SIN, em especial os estados do Amapá e de Roraima, que estão em processo de interligação.

1.2 OBJETIVOS

Baseado nos documentos referentes ao planejamento energético nacional, este trabalho busca fazer uma análise a respeito das principais projeções atreladas ao setor elétrico, verificando a sua confiabilidade mediante comparações com as situações reais ocorridas nos últimos anos, com um maior enfoque dado às situações ocorridas nos primeiros meses do ano de 2015. Para tal são estudados os principais pontos de interesse documentados no PDE 2023 e também observados como estes pontos são colocados nos Planos Decenais anteriores a este.

Uma análise mais detalhada acerca da metodologia implantada nos estudos também é feita neste trabalho, a fim de se obter um melhor parâmetro de análise dos resultados apresentados nos Planos Decenais e se atingir o objetivo de situar o leitor na situação atual do setor elétrico e nas perspectivas futuras.

1.3 ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Este relatório é dividido em seis capítulos, sendo este o primeiro, o qual traz uma visão geral do que consta no restante deste texto. O capítulo 2 apresenta uma revisão a respeito dos pontos mais importantes presentes em Planos Decenais elaborados entre os anos de 2006 e 2013. O capítulo 3 mostra uma análise da metodologia utilizada nos estudos realizados para obtenção dos resultados divulgados nos documentos. O capítulo 4 traz o estudo mais detalhado dos pontos de interesse apresentados no PDE 2023. O capítulo 5 apresenta a realidade do setor elétrico no ano de 2015 e faz a comparação do que ocorreu com as projeções do Plano Decenal. Por fim o capítulo 6 apresenta as conclusões a respeito deste estudo e as considerações finais.

2 REVISÃO DOS PLANOS DECENAIIS ANTERIORES

Na perspectiva de se realizar uma contextualização acerca do tema abordado por este trabalho, é feita uma revisão dos relatórios elaborados em estudos feitos nos anos anteriores. Essa revisão se baseia em pesquisas nos sumários executivos históricos de Planos Decenais, disponibilizados pela EPE, além de outras fontes teóricas, escritas por autores com domínio no tema.

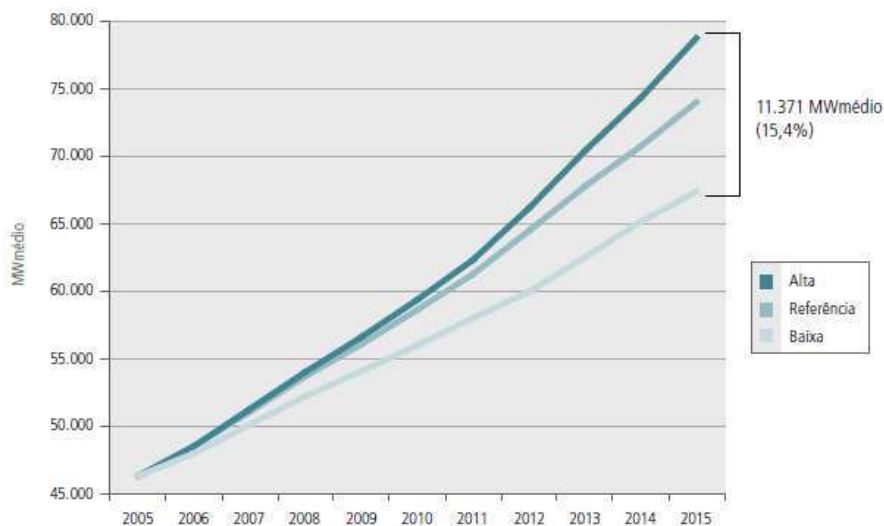
Conforme já mencionado anteriormente, o Plano Decenal de Expansão de Energia aborda vários pontos referentes ao setor energético brasileiro como um todo. Todavia, a partir deste capítulo, são tratados neste relatório os aspectos mais específicos relacionados ao setor elétrico.

Nesse contexto, será dado enfoque no que concerne a estudos e resultados acerca da demanda por energia, expansão da geração e expansão da transmissão no horizonte decenal de cada relatório. Também são realizadas algumas considerações acerca do contexto socioambiental, no qual está inserido o planejamento do setor elétrico. Obtendo-se essa visão, é possível se fazer uma análise a respeito do que está em convergência e do que está em divergência nas projeções ao longo dos anos.

2.1 ASPECTOS PRINCIPAIS

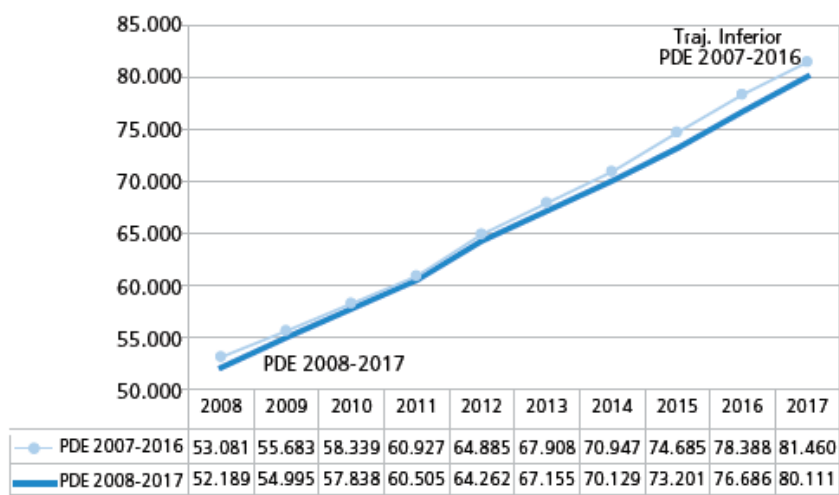
Nos estudos efetuados ao longo dos anos acerca da avaliação da demanda de energia no presente e suas projeções para o futuro são considerados alguns dados de relevância para o objetivo deste trabalho. Um desses é o conjunto de dados que compõem a demanda de potência para o decênio em análise. São comparados os dados obtidos no planejamento em questão com os do planejamento anterior, exceto no PDE 2015, pois foi o primeiro coordenado pela EPE. Além deste, são avaliados nesta parte do trabalho os planos referentes aos horizontes de 2017, 2019, 2020, 2021 e 2022, que são os outros documentos disponibilizados por essa empresa. A seguir são mostrados os gráficos referentes às demandas de potência dos planos decenais.

Figura 1. Carga projetada para o decênio 2006-2015.



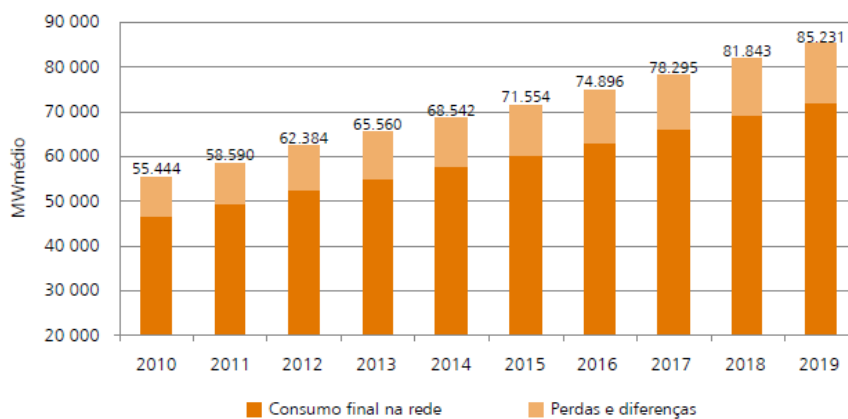
Fonte: EPE (2006)

Figura 2. Carga projetada para o decênio 2008-2017.



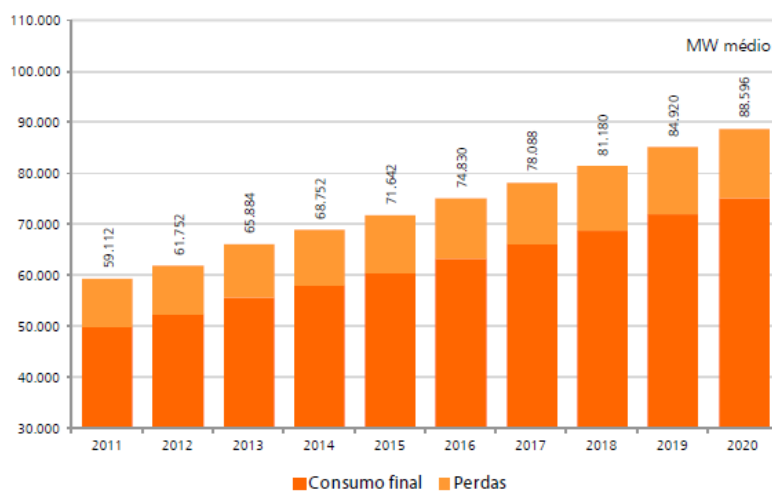
Fonte: EPE (2008)

Figura 3. Carga projetada para o decênio 2010-2019.



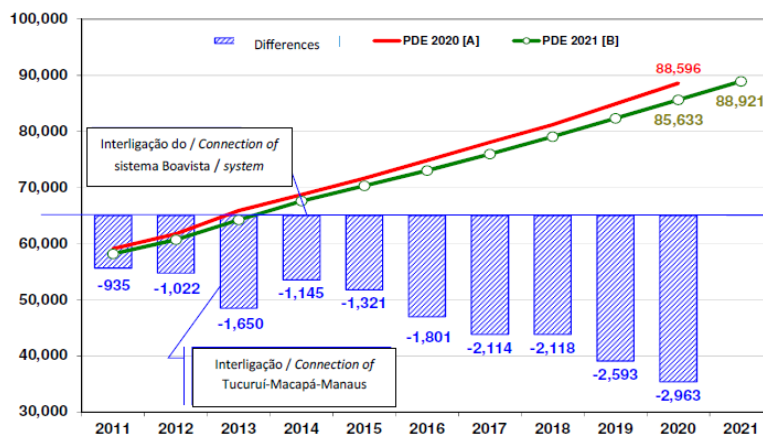
Fonte: EPE (2010)

Figura 4. Carga projetada para o decênio 2011-2020.



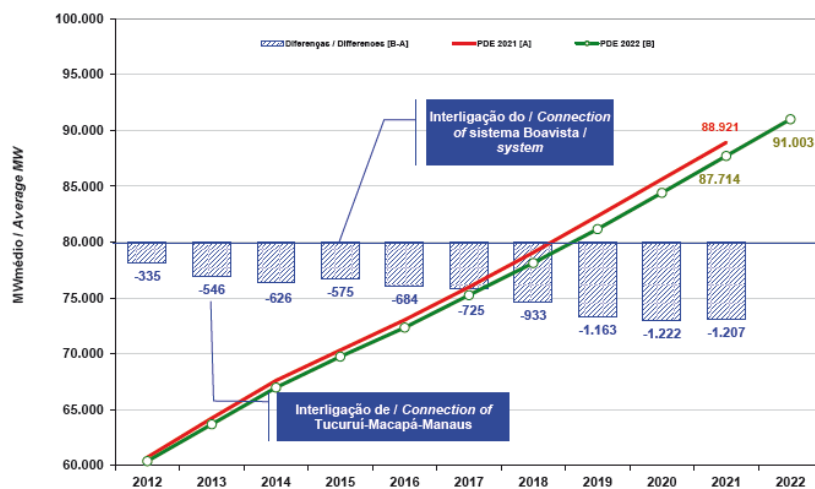
Fonte: EPE (2011)

Figura 5. Carga projetada para o decênio 2012-2021.



Fonte: EPE (2012)

Figura 6. Carga projetada para o decênio 2013-2022.



Fonte: EPE (2013)

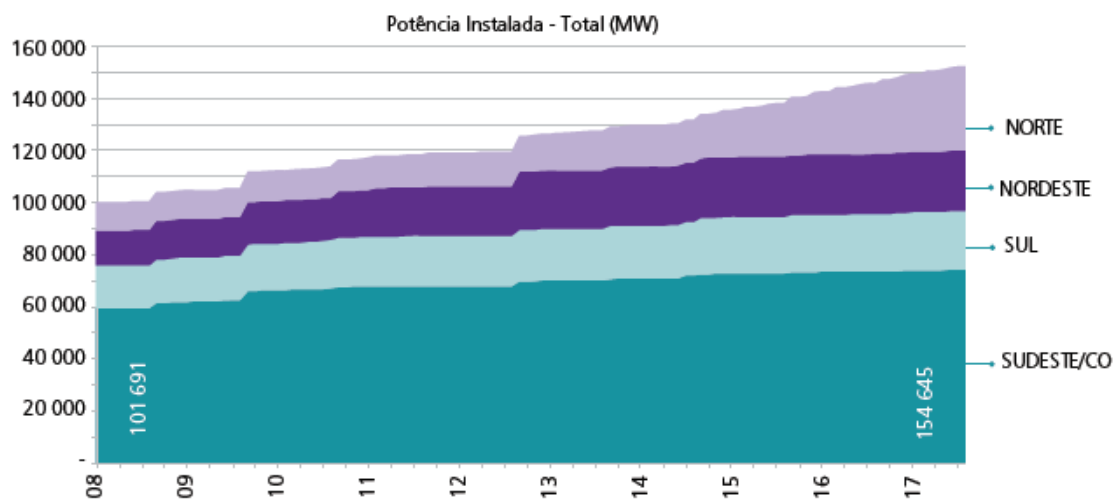
Também é mostrado o consumo total de energia projetado para o decênio além do consumo advindo da rede elétrica. A diferença entre esses dois parâmetros de consumo se dá na questão da energia consumida gerada por autoprodução, que é englobada no consumo total, mas não no consumo da rede. Além disso, o consumo na rede é desmembrado em parcelas correspondentes ao consumo por subsistema e consumo por classe. Avaliações de conservação de energia devido à eficiência energética também são consideradas no consumo total. Em anexo são mostradas as tabelas referentes ao consumo total projetado em alguns dos Planos Decenais. As tabelas de alguns dos Planos Decenais referentes às projeções de consumo na rede, por subsistema e por setor também são apresentadas em anexo.

Na questão da oferta de energia e sua eventual expansão a EPE afirma que o planejamento busca prezar pelo compromisso entre sustentabilidade socioeconômica e garantia de suprimento da energia. Para tal, tem se priorizado o investimento de geração em fontes de energia renovável. (EPE, 2013).

Diante disso são mostrados, em alguns dos documentos anuais disponibilizados pela empresa, os percentuais relativos à geração de energia por tipo fonte. Junto aos percentuais, também é mostrada a capacidade atual de potência instalada para cada tipo de geração. Algumas das tabelas contidas em anexo mostram esses dados.

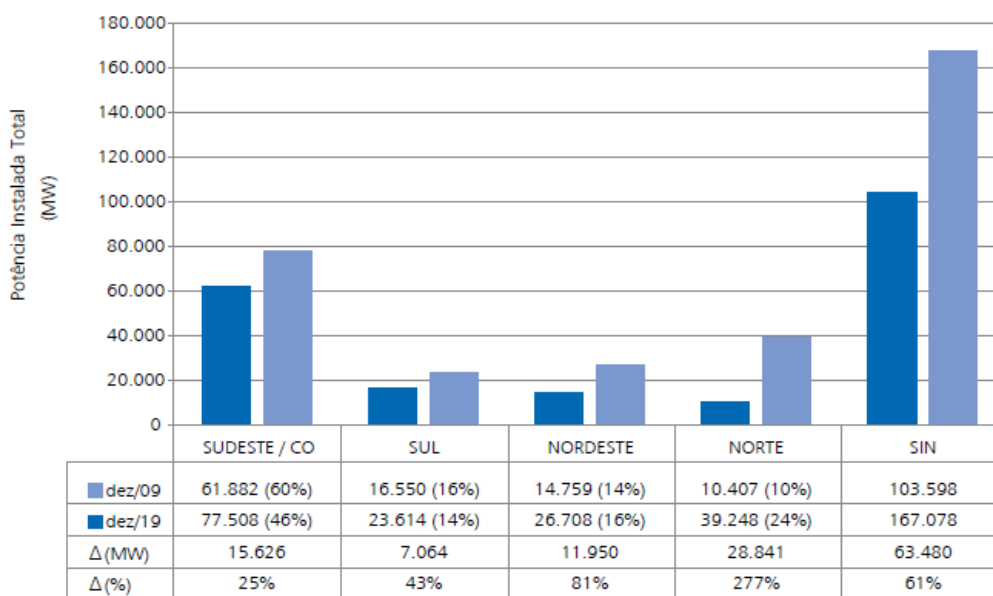
Ainda no quesito da expansão da geração são mostradas as projeções decenais do total de energia a ser eventualmente gerada, além de ser mostrada também a quantidade por subsistema elétrico. Na Figura 7 até a Figura 10 são mostrados esses dados projetados. Também são discutidos alguns aspectos relacionados especificamente a geração hidroelétrica e a geração térmica, que ainda são as duas maiores parcelas da matriz energética nacional.

Figura 7. Evolução da capacidade instalada do SIN no PDE 2017.



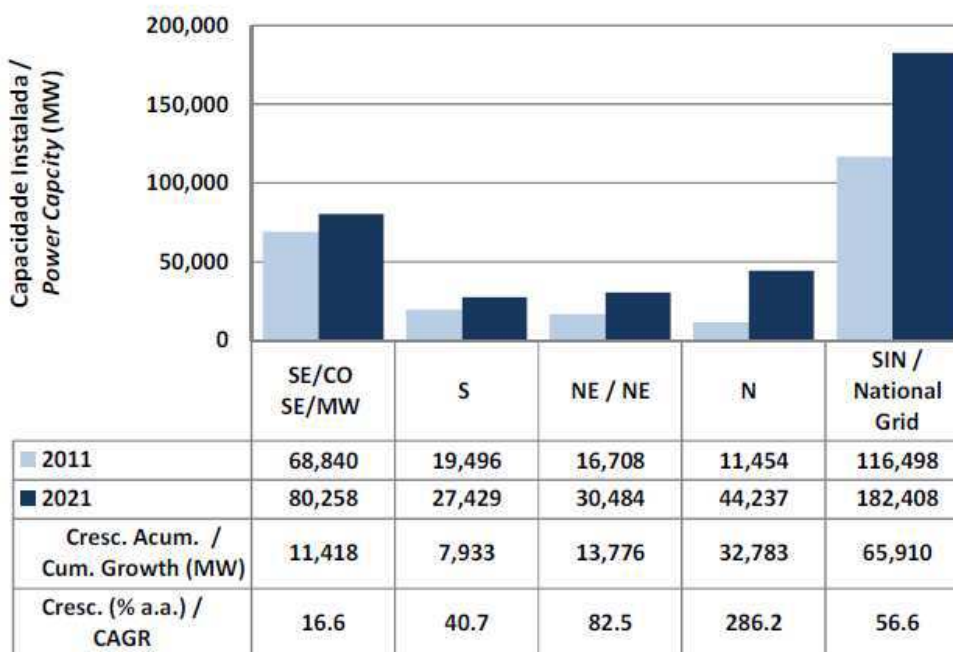
Fonte: EPE (2008)

Figura 8. Participação regional na capacidade instalada do SIN no PDE 2019.



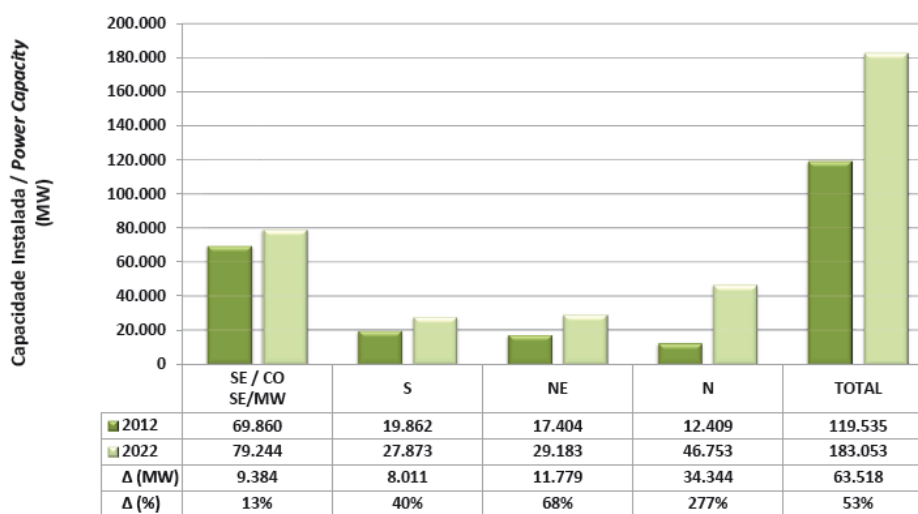
Fonte: EPE (2010)

Figura 9. Participação regional na capacidade instalada do SIN no PDE 2021.



Fonte: EPE (2012)

Figura 10. Participação regional na capacidade instalada do SIN no PDE 2022.



Fonte: EPE (2013)

Outro fator importante a ser considerado é o que diz respeito aos subsistemas em interligação e os que ainda serão interligados ao SIN. Com o aumento do número de subsistemas interligados e a consolidação do SIN, ocorre interferência direta no aumento das estimativas para demanda e geração de energia necessária na rede para seu atendimento.

Conseqüentemente também ocorre o aumento contínuo de construção de linhas de transmissão, tanto para a interligação das áreas que ainda não estão conectadas ao SIN, quanto para o melhoramento da transmissão e intercâmbio de energia nas áreas já interligadas.

Os documentos apresentados pela EPE indicam a quantidade de km estimados de linhas de transmissão a serem implantadas no decênio, nos diversos níveis de tensão adotados no Brasil. Estes dados são mostrados em algumas das tabelas contidas nos anexos.

No contexto socioambiental são colocados alguns pontos de responsabilidade do setor elétrico. É tratada a questão da emissão de gases de efeito estufa que está relacionada especialmente com as usinas movidas a combustíveis fósseis. Na geração, tratando em termos gerais, os relatórios compreendem a avaliação de áreas afetadas pelos empreendimentos a serem construídos. Na expansão das linhas de transmissão tem-se a mesma linha de raciocínio da geração.

Também são abordados outros aspectos complementares, mas não menos importantes, especialmente os que dizem respeito à questão econômico-financeira nas projeções decenais. São mostradas as estimativas de investimento necessárias para se atender ao que é requerido em termos de expansão da geração relacionada com a crescente demanda. Ainda são mostradas as estimativas de investimento para implantação das obras de aumento da quantidade de linhas de transmissão. As Tabelas 1 e 2 retratam estes dados.

Tabela 1. Estimativas de gastos para expansão da geração nos Planos Decenais.

Investimento	PDE 2015	PDE 2017	PDE 2019	PDE 2020	PDE 2021	PDE 2022
Novas usinas (bilhões)	75	79	108	100	117	122
Hidroelétricas (%)	80	88	70	55	57	61
Outras usinas (%)	20	12	30	45	43	39
Total (bilhões)	75	142	175	190	213	200

Fonte: Autor (Baseado em EPE)

Tabela 2. Estimativas de gastos para expansão da transmissão nos Planos Decenais.

Investimento (bilhões)	PDE 2015	PDE 2017	PDE 2019	PDE 2020	PDE 2021	PDE 2022
Linhas	26,7	24,86	24	30	36	37
Subestações	12,7	14,22	15	16,4	19	23
Total	39,4	39,08	39	46,4	55	60

Fonte: Autor (Baseado em EPE)

2.2 SEMELHANÇAS E DISCREPÂNCIAS ENTRE OS DOCUMENTOS

Analisando de forma crítica as figuras e as tabelas extraídas dos relatórios do PDE percebem-se algumas tendências em comum aos documentos, bem como pontos em que apresentam certas divergências. Nesta seção serão discutidas as principais semelhanças encontradas e também os pontos em contraste.

Quando se mostrou na Figura 1 até a Figura 6 as projeções de carga ou demanda para cada decênio em questão, percebeu-se que a demanda real que ocorre em determinado ano, na maioria dos casos, é menor ou igual do que as estimativas que se tinha em anos anteriores. Um exercício pode ser realizado fixando-se um ano e analisando as projeções para o mesmo nos Planos Decenais mais antigos, até se chegar ao ano em questão.

Tomando o ano de 2012 como exemplo, no PDE 2015 a projeção da demanda para esse ano era em torno de 64 GW. No PDE 2017 também se teve essa mesma projeção. Nos Planos Decenais seguintes esse número foi se reduzindo gradativamente. No de 2019 projetou-se 62 GW, no de 2020 o número foi de 61 GW, no de 2021 se teve 60 GW de projeção. O número real dado no PDE 2022 foi de 60 GW, condizentes com a projeção do ano anterior. Esses números são importantes, pois se prevalecer a tendência de expandir a geração para atender plenamente os dados de carga das projeções mais antigas de um determinado ano, quando se chegar nesse ano em análise provavelmente haverá um excedente de energia, em caso de utilização da capacidade máxima da geração.

Com relação ao consumo total de energia projetado, notou-se que a questão da eficiência energética não foi incorporada em todos os relatórios, tendo em vista que os dados de energia conservada só constam a partir do PDE 2020. A variação percentual de

energia conservada também apresenta diferenças entre os quinquênios em estudo no PDE 2020 e no de 2022. Fora isso as análises feitas nesse quesito de consumo total se assemelham. As taxas de variação anual da projeção são valores percentuais muito próximos quase sempre em torno de 5%, apesar de se diferenciar em números absolutos.

Observando os dados das Tabelas 14, 19, 23 e 26 contidas nos anexos constata-se que ocorre algo semelhante ao caso da demanda, em relação ao consumo total de energia. Percebeu-se que a quantidade de consumo projetado reduz-se a cada atualização em relatórios mais recentes, conforme observação do que se projeta para ocorrer nos anos de 2015 e 2017.

Sobre o consumo de energia nacional na rede elétrica os números aumentam em termos absolutos em todos os Planos Decenais, entretanto apresentam uma variação percentual do crescimento em torno de 4,5% e 5% nos relatórios mais antigos e têm apresentado uma tendência de redução nesse crescimento para percentuais em torno de 4% nos documentos mais recentes.

No consumo por subsistema os percentuais de variação de crescimento por quinquênio nas regiões Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul se mostram parecidos. Os números da região Norte é que variam nos diferentes relatórios devido a interligação de alguns subsistemas localizados nessa região. Justamente por conta dessas interligações que o número de consumidores isolados tem se reduzido nos últimos anos e também deverão se reduzir ainda mais no futuro, segundo as projeções.

Na avaliação por classe de consumo notou-se que os percentuais de crescimento por quinquênio apresentam valores muito próximos, na maioria das projeções históricas dos Planos Decenais. Entretanto nos documentos mais recentes foi visto que esses percentuais de crescimento de consumo têm se reduzido, especialmente no setor industrial, apesar de mostrar aumento no consumo em termos absolutos. A crise econômica mundial que começou a ter maior impacto no Brasil mais recentemente pode ser um dos fatores responsáveis pela redução do crescimento da indústria no país e consequentemente do seu consumo.

Em termos de capacidade instalada para geração, por meio da observação das Tabelas 17, 20, 21, e 29, localizadas nos anexos, constatou-se que era ligeiramente maior que as estimativas para a demanda. Entretanto, tem se realizado maiores investimentos em fontes de energia mais caras, tendo em vista que a energia hidroelétrica, a mais barata entre as disponíveis, vem se reduzindo, em termos percentuais, na composição da matriz elétrica nacional.

Além disso, é mostrada nesses documentos a oscilação, em termos percentuais, das fontes de geração térmicas, tidas como sujas, especialmente as que provocam maiores emissões de gases de efeito estufa. O maior ponto de crítica se dá pelo fato de ter havido a projeção da redução do crescimento no uso dessa fonte e alguns anos depois ter se projetado uma nova ascendência. Na questão das fontes renováveis notou-se um contínuo aumento de sua utilização, conforme as tabelas citadas.

No caso das projeções para expansão da geração observadas de alguns dos Planos Decenais nas Figuras de 7 a 10 percebeu-se que a região Norte é a que apresenta maior potencial de crescimento no quesito geração, tendo a maior variação percentual em todos os relatórios analisados. Isto se deve muito aos grandes empreendimentos que se tem construído nessa região, especialmente se tratando de usinas hidroelétricas.

A região Sudeste é a que apresenta o menor crescimento projetado, em termos percentuais, tendo em vista que esta região já apresenta um grande potencial de geração e necessitaria de um enorme crescimento em números absolutos para apresentar um crescimento, em termos percentuais, maior. A mesma análise vale para a redução do crescimento percentual no SIN como um todo.

CASTRO *et al.* (2012), em sua análise do PDE 2020, cita que apesar de se ter uma situação de equilíbrio confortável entre oferta e demanda é preciso se ter noção das condições de tal equilíbrio em cada subsistema. Na análise desse Plano Decenal ele indica que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul passam a se tornar deficitários ao longo do período decenal. Estes sistemas, então, passam a ficar dependentes do superávit apresentado pelas regiões Norte e Nordeste e das condições das interligações entre os subsistemas.

Tratando-se do ponto da geração por tipo de fonte CASTRO ressalta que a ausência de contratação de térmicas até o horizonte decenal 2011-2020 deveria ser revista em estudos posteriores, pois apesar de seu uso ser questionável do ponto de vista ambiental, há grande importância da utilização desta fonte, especialmente em termos de energia de reserva, já que as fontes renováveis dependem das condições da natureza.

Em relação à expansão dos sistemas de transmissão observados nos Planos Decenais notou-se que em todos eles há previsões de construção de novas linhas para um possível melhoramento dos sistemas já existentes há mais tempo, como as interligações entre o Norte e o Sul, o Sudeste e o Nordeste, o Nordeste e o Norte, entre outros.

Por outro lado percebeu-se que ao longo dos anos foi se reduzindo o número de projetos abordados nos Planos Decenais com relação a essa expansão dos sistemas de transmissão. O encaminhamento e a consolidação do SIN contribuíram para a redução. Também se constatou que nem todos os relatórios apresentaram projetos de interligação com países vizinhos.

Esses números são comprovados nas Tabelas 18, 22 e 30, apresentadas nos anexos, onde se percebe que há sempre um aumento na quantidade de quilômetros de linhas de transmissão já existentes na época da elaboração de cada relatório, e também há aumento nas estimativas referentes ao decênio abordado em cada documento. Outra semelhança entre os relatórios é na questão dos níveis de tensão, onde se viu que a maioria dos projetos de expansão prefere a construção de linhas de 500 kV e 230 kV para trechos mais longos.

Também se observou que tem ocorrido a expansão da quantidade em km de linhas de transmissão em corrente contínua. Em todos os relatórios analisados foi visto que há o aumento das interligações no nível de tensão CC de 600 kV. No relatório do PDE 2021 se viu que há planos para implantação de linhas de transmissão CC de 800 kV. Essa idéia vem sendo incorporada no planejamento e sendo registrada desde então.

No ponto da análise socioambiental percebeu-se que todos os relatórios buscam mostrar soluções para os problemas apresentados. A EPE afirma que tentou amenizar as emissões de gases de efeito estufa com a considerável redução de contratação de termoelétricas em alguns dos documentos em análise. Na questão de áreas afetadas procurou-se reduzir ao máximo o tamanho da região impactada. Contudo a crítica de questões socioambientais permaneceu com seu mesmo posicionamento em suas análises a respeito desses Planos Decenais, onde afirmam que poderia ser feito bem mais por essas questões além do que se tem documentado nos relatórios e implementado na prática.

GREENPEACE (2014) afirma que as premissas e as previsões de Planos Decenais, criticadas há anos pela academia e sociedade civil, reverte-se em potenciais impactos ao meio ambiente e a sociedade.

Outra crítica, realizada por MARTINS (2010), diz que a questão ambiental acaba tendo maior enfoque em termos de sustentabilidade ocasionando maior preocupação com essa questão e se deixando de lado pontos de considerável importância no desenvolvimento sustentável, como a melhoria da eficiência energética.

Relacionada com as projeções de demanda, consumo e oferta de energia também está a economia. As projeções macroeconômicas tendem a ser mais otimistas do que a realidade, então as projeções de consumo e de demanda acompanham essa tendência e a expansão da oferta passa a necessitar de estimativas com números maiores, para se atender à carga prevista, caso as projeções otimistas realmente se concretizem. Com o passar do tempo a situação econômica em análise vai se tornando mais próxima da real e a cada atualização anual os valores das projeções vão se reduzindo, conforme visto nas Figuras de 1 a 6 e nas Tabelas 17, 20, 21, e 29.

Na parte econômico-financeira do planejamento observou-se na Tabela 1 e na Tabela 2 a quantidade de investimentos projetada em cada relatório do Plano Decenal analisado. Pôde-se constatar que os investimentos totais para expansão da geração apresentaram crescimento contínuo em todos os relatórios, já os investimentos projetados para expansão dos sistemas de transmissão se mantiveram constantes durante certo período e depois passaram a ter valores ascendentes em suas estimativas.

Uma diferença entre os relatórios analisados é na quantidade projetada de investimentos em hidroelétricas, onde se tem variações percentuais de aumento e/ou de queda nas estimativas entre alguns anos. Os grandes empreendimentos hidroelétricos, como Jirau, Santo Antônio, Belo Monte, entre outros, que tiveram o início de suas construções há alguns anos, são fatores que contribuem para a alta porcentagem de investimentos em hidroelétricas que se teve nos planejamentos mais antigos.

Segundo CASTRO *et al.* (2012), essa opção se justifica pela maior competitividade e menores impactos ambientais desse tipo de fonte em comparação com outras. Entretanto, em termos de licenciamento, ambiental ele afirma que o processo para usinas hidroelétricas é mais complexo e demorado que o de outras que trazem mais impactos para o ambiente. CASTRO justifica tal fato através do apelo de organizações e de populares contra obras de hidroelétricas justamente pela magnitude desses empreendimentos chamarem mais a atenção do que os de outras fontes.

Além disso, CASTRO ainda cita os atrasos em construções de linhas de transmissão, também motivados por questões de licenciamento socioambiental, em áreas de conservação e terras indígenas, onde muitas vezes são negadas as licenças ou se demora a concedê-las.

Em suma destaca-se que os Planos Decenais apresentam uma metodologia adotada em todos os estudos e por isso seguem uma mesma linha de documentação das pesquisas e estudos realizados. Isso faz com haja uma notória maioria no quesito

semelhanças do que no de discrepâncias entre os relatórios. No capítulo seguinte são descritos os passos de como se realiza o planejamento do setor elétrico brasileiro.

Por fim MARTINS (2010) ressalta que toda análise descritiva de qualquer documento oficial e de importância para os órgãos gestores apresenta-se como uma oportunidade para compreender o modo como a questão é tratada e para a pretensão das críticas, a fim de evoluir no conhecimento da temática.

3 ANÁLISE METODOLÓGICA DO PDE

Realizada a revisão bibliográfica dos documentos anteriores, agora é feita uma análise mais robusta acerca do planejamento energético no Brasil. Conforme citado anteriormente, no surgimento do setor elétrico no país tal planejamento era inexistente. Assim é importante mencionar as primeiras organizações criadas para tentar dar uma maior estrutura ao setor, até chegar aos anos mais recentes, onde realmente passou a se fazer planejamentos com maior frequência e nos três tipos de horizonte (curto, médio e longo prazo).

Para que se possa afirmar que algo é bem estruturado é preciso haver o conhecimento das bases que o solidifica. Por isso é dado o enfoque necessário à metodologia usada nos estudos realizados para a elaboração dos planos decenais. Conhecidos esses detalhes é possível se afirmar, com maior embasamento, se as análises efetuadas nos relatórios condizem com a realidade ou se não condizem.

Dentro dessa análise metodológica são abordados alguns pontos de determinada relevância, sendo sintetizados em três de abrangência mais geral, que são a obtenção das premissas básicas adotadas nos estudos e pesquisas das equipes que desenvolvem o PDE, os estudos de projeção da demanda e expansão da geração com a análise dos modelos utilizados para realização dessas avaliações e dos softwares de simulação.

3.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO PLANEJAMENTO

Por volta da década de 40 o governo brasileiro iniciou um planejamento no setor econômico, onde se foi apontada a necessidade de expansão do setor elétrico nacional e de haver planejamento também nesse setor. Ainda nessa década surgiram alguns projetos de lei destinados a tentar suprir essa necessidade, como a criação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e a instituição do Plano Nacional de Eletrificação. Contudo este último não foi aprovado e o país ainda permaneceu mais alguns anos a se expandir sem o planejamento necessário.

Tal expansão teve seu ápice no final da década de 50 e início da década de 60 com o governo JK. Nesse período expandiu-se a capacidade de geração em cerca de 2

GW, número já bastante representativo para a época. Nas décadas seguintes, com a contínua expansão do setor somada com as crises internacionais no petróleo, começou-se a implantar alguns planos para a área de energia, mas sendo realizado por empresas isoladas, como Eletrobrás no caso específico de certas áreas do setor elétrico e da Petrobrás na questão do petróleo e derivados.

Com relação à Eletrobrás, foram introduzidos os primeiros estudos acerca de modelos que permitiam serem realizadas previsões de demanda futura. Os modelos econométricos adotados, cuja base ainda é usada até hoje nos modelos de planejamento atuais, propiciavam a previsão de oferta requerida para atender a expansão da demanda estimada.

Somado a isso, a partir da década de 90 vieram a surgir modelos de planejamento de maior complexidade, e conseqüentemente, maior confiabilidade, mediante a utilização de lógica fuzzy, redes neurais, entre outros.

Diante da crise encontrada no setor elétrico no início deste século decidiu-se pela criação de órgãos com a função específica de cuidar do planejamento energético, como a EPE. A inovação tecnológica de modelos e softwares que vem se implantando nos últimos anos para essa área é fundamental nos estudos realizados por essa empresa e por outros órgãos que a auxiliam.

3.2 PREMISSAS BÁSICAS

Antes de se realizar um estudo para um planejamento é necessário se avaliar as premissas básicas atreladas à área de interesse aonde é feito o estudo. No caso de uma análise para o setor elétrico as premissas a serem avaliadas abrangeriam cenários macroeconômicos, devido à parte dos estudos estarem baseados em modelos econométricos, análises demográficas e análise dos principais setores vinculados diretamente ao setor elétrico.

Nas análises demográficas pode-se destacar a tendência que ocorre nos estudos mais recentes que é a redução da taxa de fecundidade e também de mortalidade, que leva a uma redução da taxa de crescimento populacional. Entretanto, em números absolutos há um crescimento contínuo da população, ao contrário do que se tem em

termos percentuais. Isso acarreta, também, em um aumento contínuo da demanda por energia no país.

Na questão da análise dos cenários macroeconômicos deve-se realizar uma avaliação da conjuntura econômica internacional a fim de se obter cenários de referência. Isso se deve ao fato de poder se ter uma idéia mais precisa do contexto atual da economia do país no ano em que está se realizando os estudos e também poder visualizar as perspectivas econômicas para o horizonte em que se está executando tal planejamento. Obtêm-se essas perspectivas mediante observação de indicadores econômicos atuais e estimação dos mesmos para os anos posteriores, além da observação das taxas de crescimento desses indicadores.

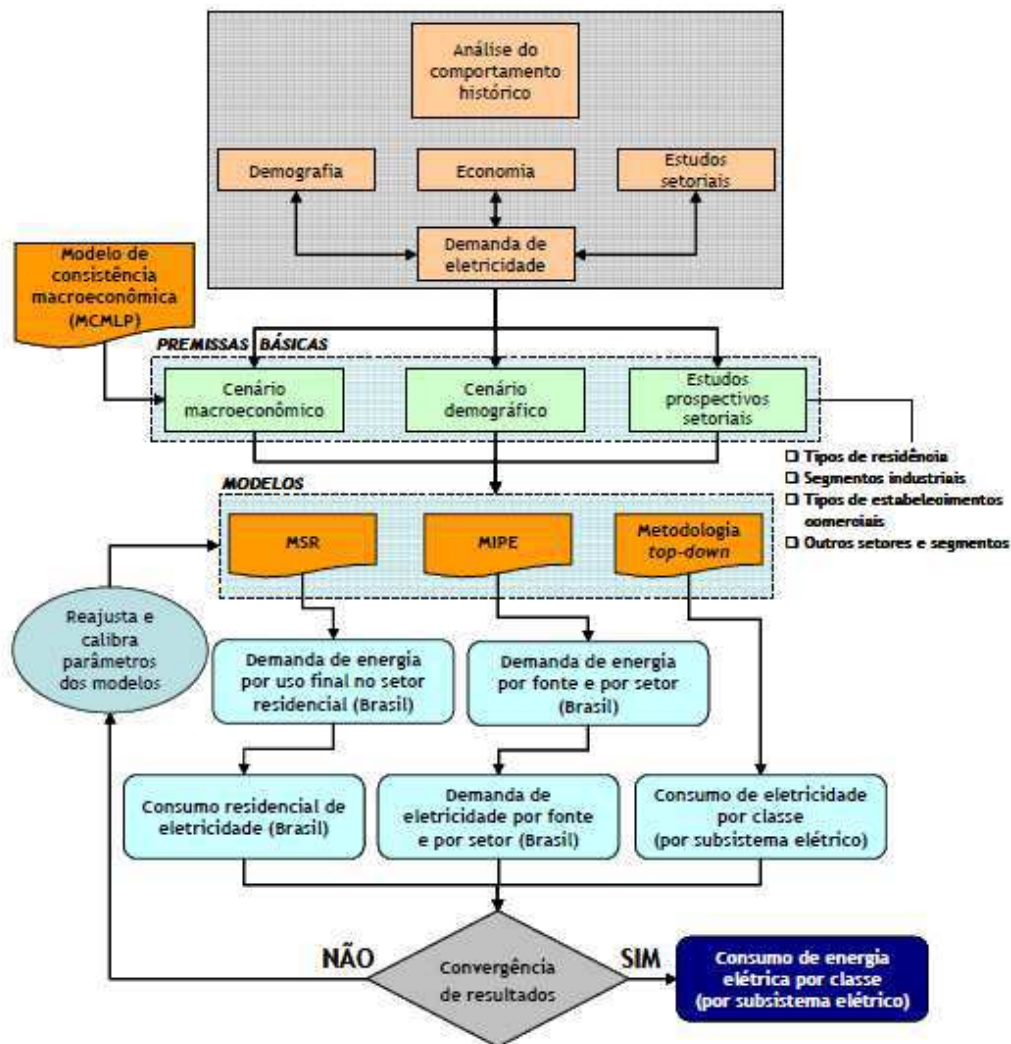
Com relação à análise setorial destaca-se especialmente o setor industrial, que é o que mais demanda energia para seu funcionamento pleno. A atividade com minérios é a que mais necessita do uso de energia, e, por conta do minério ser um dos principais produtos de exportação nacional, é dada uma maior atenção para ela. Ainda neste tipo de atividade é válido ressaltar a implantação da autoprodução e de programas de eficiência energética, na tentativa de se reduzir o consumo de energia direto na rede elétrica.

Nos outros setores a importância de sua avaliação está diretamente relacionada com as premissas demográficas, pois o aumento, em termos absolutos, da população impulsiona no aumento do número de domicílios, de comércios, serviços, necessidade de transportes, entre outros.

3.3 ESTUDOS DE PROJEÇÃO DE DEMANDA

Os modelos adotados para os estudos da projeção de demanda necessitam dos resultados obtidos no estudo das premissas básicas citados anteriormente. São utilizadas três metodologias nesses estudos: metodologia top-down, e metodologia bottom-up com o Modelo do Setor Residencial (MSR) e o Modelo Integrado do Planejamento Energético (MIPE). Na Figura 11 é mostrada a modelagem da projeção da demanda de energia elétrica.

Figura 11. Modelagem da projeção da demanda de energia elétrica.



Fonte:EPE (2009)

A metodologia top-down procura relacionar o consumo de energia por classe de consumo e por região, mediante variáveis como PIB, população, entre outras. Na metodologia bottom-up o modelo MIPE avalia o uso final da energia em diversos setores da economia e de serviços. Por possuir maiores detalhes que os demais seu uso é mais adequado em estudos de médio e longo prazo. O outro modelo bottom-up, MSR, é um modelo de simulação paramétrica específico para a análise e a projeção da demanda de energia no setor residencial (EPE, 2009).

No caso das estimativas para as áreas residenciais a elaboração dessas projeções é algo muito complexo, devido à quantidade de equipamentos distintos presentes nos domicílios e da aleatoriedade do uso dos mesmos. Assim as projeções são realizadas com base no percentual de domicílios ligados a rede elétrica e na posse média de equipamentos em cada um deles.

Em termos de avaliação do modelo, analisa-se o comportamento através de indicadores, que relacionam o número de consumidores residenciais com o tamanho da população ou então indicam o consumo médio por consumidor residencial. Esses indicadores são associados a curvas logísticas que apresentam variações ao longo do tempo.

Na avaliação dos demais setores há indicadores específicos para cada um deles. No caso dos grandes consumidores industriais, por possuir uma demanda bem acima dos outros setores, se requer uma atenção maior nos estudos da projeção da demanda. Apesar desse alto consumo de energia, a maioria dos grandes consumidores industriais possui a autoprodução de energia. Com isso a demanda total a ser fornecida pela rede a esses grandes consumidores deve ser a diferença entre as projeções de demanda necessárias para atender de forma plena as previsões de demanda física no horizonte de estudo e a parcela atendida pela autoprodução de energia.

3.4 ESTUDOS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

A fim de se atender às projeções feitas para a demanda de energia, realiza-se o planejamento para a expansão da sua geração mediante estudos que consideram que haja a garantia de melhor qualidade de atendimento ao menor custo possível. Esses estudos são efetuados tendo como base os custos necessários para que haja o compromisso citado acima. Na prática são realizadas simulações energéticas, que englobam, além da viabilidade econômica, a viabilidade técnica e socioambiental de determinados projetos de expansão do setor elétrico.

Além do que foi exposto, também existem limites para que se haja um compromisso entre segurança energética e econômica. Isso é determinado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que define o limite máximo de ocorrência de déficits de energia em 5% dos cenários hidrológicos, que são os processos estocásticos de afluições simulados no estudo, e também define que o Custo Marginal de Operação (CMO) seja igual ao Custo Marginal de Expansão (CME). Estes dois últimos são definidos a seguir.

O CMO pode ser definido como o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário da energia consumida utilizando-se da geração disponível atual, ou seja, sem que haja expansão. Já o CME representa o custo necessário para que haja a expansão

requerida a fim de que possa suprir o aumento da energia consumida. Ou seja, igualando os dois custos marginais como prevê o CNPE, a expansão da geração de energia deve ser economicamente igual a operar o sistema, de forma que se atenda a demanda por energia sem expandir a geração.

O CME é obtido mediante cálculos, cuja metodologia objetiva estimar os custos futuros de uma expansão na geração. Além de se levar em conta o preço da energia previsto, avalia-se também o tipo de fonte de energia que seria mais viável. O processo de cálculo do CME é dividido em três etapas: estimativa da expansão da oferta de energia e estimativa do custo médio de expansão para, a partir destas, se efetuar o cálculo do CME.

Na primeira etapa coletam-se dados de estudos de anos anteriores para a estimativa dessa expansão. Assim percebe-se que o ciclo de estudos atual serve de base para estudos de anos seguintes. A segunda etapa é realizada observando-se os preços médios praticados em leilões de energia e as tendências de variação do mercado no setor elétrico. A última etapa consiste em aplicar os dados obtidos nas outras duas em modelos matemáticos, e assim se conhecer o valor do CME através desses cálculos.

Diferentemente do CME, o CMO não é calculado e é obtido mediante análise dos dados disponíveis. Portanto tendo-se os dois valores, compara-se e verifica-se se são atendidas as condições definidas pelo CNPE para maior viabilidade dos estudos. No caso do PDE em estudo neste relatório o CME adotado foi de R\$ 112,00 /MWh.

3.5 ESTUDO DO MODELO NEWAVE

Nas simulações efetuadas no estudo de projeção de oferta de energia é utilizado o modelo computacional Newave, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). A empresa define o software como programa utilizado para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo, com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política de operação baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). (CEPEL, 2014).

Nas simulações para o PDE o programa considera 2000 cenários hidrológicos, levando em consideração a capacidade de regularização plurianual do sistema e a

aleatoriedade das afluições dos reservatórios. Assim podem-se calcular índices probabilísticos de desempenho do sistema a cada mês de simulação.

O software pode ser dividido em quatro módulos computacionais, que representam as etapas de processamento:

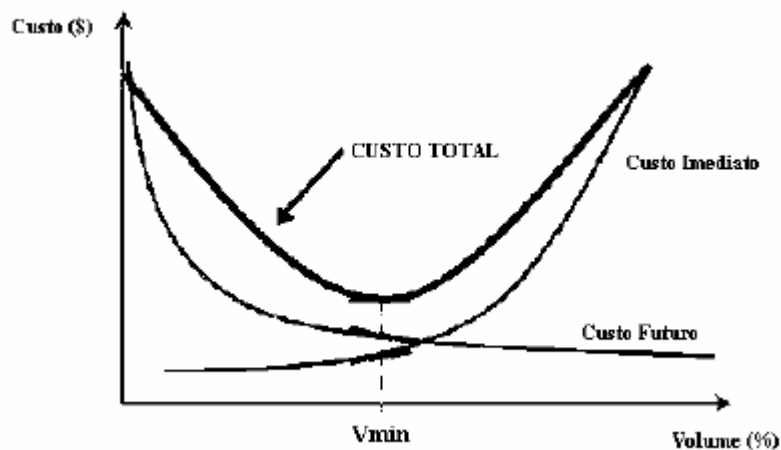
1. Módulo de Cálculo dos Sistemas Equivalentes: Para cada subsistema, seus reservatórios são agregados como um único subsistema equivalente, a partir de configurações definidas nos dados de entrada.
2. Módulo de Cálculo das Energias Afluentes: Nesta etapa são estimados os parâmetros estocásticos que geram as séries estatísticas de energias afluentes, que são utilizadas nos outros dois módulos.
3. Módulo de Cálculo da Política de Operação: Nesse módulo são selecionadas políticas de operação mais econômicas para os subsistemas equivalentes, levando-se em consideração incertezas, riscos de déficit, indisponibilidade de equipamentos, entre outros. Para isso utiliza-se PDDE conforme foi citado anteriormente.
4. Módulo de Simulação da Operação: Nesta etapa ocorre a simulação do sistema ao longo do período de planejamento, nos diferentes cenários hidrológicos considerados. Além disso, calculam-se alguns índices de desempenho do sistema, como custo esperado da operação, riscos de déficit, intercâmbios de energia, quantidade de geração por tipo de fonte, entre outros.

Para fins de compatibilização com o software, o sistema elétrico é parametrizado nas suas mais diversas áreas, como geração hidroelétrica, geração térmica, cargas, mercados, submercados, sistemas de transmissão, entre outros. Para simulação desses parâmetros o programa oferece dezenas de variáveis de entrada. Dentre estes se destaca como principais: Dados de subsistemas, dados das séries históricas de vazões afluentes dos postos fluviométricos, dados de patamares de mercado, dados de expansão hidroelétrica, dados de expansão térmica. Além disso, o programa considera as

inevitáveis perdas que são intrínsecas em qualquer processo onde se envolva transformação e transmissão de energia.

De maneira geral o software atua de modo que os resultados das simulações atinjam um valor mínimo para o custo total das operações a serem implementadas. Esse custo total é definido como a soma das curvas de custo imediato e custo futuro. Estes dois últimos estão relacionados com as decisões tomadas na quantidade de térmicas despachadas, que tem influência na questão dos custos tanto de imediato quanto futuramente, além de também ter relação com a quantidade de volume de água disponível para geração. Na Figura 12 é apresentada a relação entre as curvas.

Figura 12. Custo Total.



Fonte: Silva, T. (2011)

Constata-se então que o Newave busca procurar o ponto ótimo em que a quantidade de volume de água esteja em um patamar onde o despacho de geração térmica ocasione o menor custo possível no uso dessa fonte.

O custo imediato depende apenas do presente e por isso é mais fácil de ser obtido. Já o custo futuro depende do estudo estatístico das afluições para poder se estimar o que ocorrerá em alguns anos. Diante deste cenário o Newave adota a já mencionada técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica, cujo algoritmo representa a estocacidade das afluições nos reservatórios.

A técnica empregada é a de espaço de estados, sendo considerado como estados os diferentes níveis nos reservatórios. O método garante que o custo futuro seja ótimo. Junior (2000) demonstra como se formula um algoritmo utilizando esta técnica. O método PDDE apresenta uma convergência cujo intervalo de confiança é em torno de

95%. Essa convergência é conhecida através de comparações do custo futuro estimado com um custo médio simulado.

Com a obtenção de uma boa estimativa do custo futuro e, por consequência, do custo mínimo total, realizam-se as projeções dos demais parâmetros mencionados anteriormente, com base econômica situada nestes valores. Essas projeções são obtidas durante as simulações contínuas mediante relatórios de acompanhamento da geração que são emitidos pelo software. O relatório possui dezenas de dados dentre eles: Geração hidráulica de todos os subsistemas, total de geração térmica por classe de todos os subsistemas, intercâmbio entre subsistemas, energia armazenada no final do estágio de todos os subsistemas, energia a fio d'água de todos os subsistemas, mercado líquido de todos os subsistemas, entre outros.

3.6 CONCLUSÕES

Realizado esse estudo do que basicamente engloba os métodos utilizados no planejamento do setor elétrico, nota-se que há uma estrutura bastante complexa por trás dos dados que são apresentados nos relatórios. O envolvimento de fatores condicionantes de outras áreas é de grande relevância para o estudo mais preciso dos cenários projetados nessas análises.

Com isso constata-se a dependência de dados e projeções elaboradas por instituições atreladas a outros setores conforme discutido no estudo das premissas básicas. Caso os estudos voltados para esses setores específicos não estejam dentro de um nível de confiabilidade adequado podem vir a comprometer todo o planejamento do setor elétrico.

Destaca-se o setor econômico como o principal dentre os outros setores que estão atrelados o setor elétrico, pois é a base fundamental nos estudos de projeção da demanda e da expansão de energia.

O modelo computacional de simulação usado mostra-se ser de uma robustez considerável para os fins de resultados que lhe é exigido. A riqueza de detalhes que é abordada nas simulações é garantida na quantidade de parâmetros que são utilizados neste processo. Além disso, há uma boa confiabilidade dos dados que o software dispõe, desde que os dados de entrada também o sejam.

Também ficou clara a volatilidade dos indicadores relacionados ao setor elétrico, ocasionando contínuas simulações a fim de se ter parâmetros de análise que acompanhem tais variações. Essas constantes mudanças tornam esse setor muito dinâmico, acarretando em diferentes dados projetados em Planos Decenais distintos para um mesmo ano, visto que conforme vai se passando o tempo as projeções tendem a se adequar a uma conjuntura mais atual. Essa dinamicidade impossibilita que os números absolutos sejam cravados, embora se refiram a um planejamento de curto prazo.

Entretanto uma deficiência do modelo chamou atenção nesta análise. Conforme já foi mencionado, o modelo computacional para projeções de expansão da energia é hidrotérmico, ou seja, os seus dados não garantem a projeção da expansão para fontes que não utilizem a hidroeletricidade ou a termoeletricidade. Portanto fontes alternativas como a energia eólica, por exemplo, não têm sua projeção indicada por este modelo. No relatório do PDE 2023, a EPE cita que para esses tipos de usina e qualquer outra que não seja avaliada pelo Newave individualmente, é considerada uma expectativa de geração.

4 ESTUDO DO PDE 2014-2023

Diante do que foi visto nos capítulos anteriores a respeito do que consiste o Plano Decenal de Expansão de Energia, dos estudos desenvolvidos nos últimos anos, e da metodologia aplicada para realização de tais estudos, parte-se agora para uma discussão mais detalhada acerca do que o PDE 2023 aborda em termos de dados e conclusões.

São observados os pontos mais importantes do relatório relacionados ao setor elétrico. Além dos pontos já considerados referentes a projeções para carga, consumo e projeções de expansão da geração e transmissão, são acrescentadas outras particularidades, como detalhamento das fontes em expansão, balanço de garantia física, especificação de novas linhas de transmissão, procedimentos de melhoramento da eficiência energética, entre outros.

4.1 CONSUMO E CARGA

Partindo-se das premissas básicas são realizadas as projeções para o consumo de energia e do aumento da carga no horizonte decenal do PDE 2023, conforme descrito na análise metodológica. Para tal, são consideradas premissas demográficas, setoriais, macroeconômicas, de autoprodução e de eficiência energética. Na Tabela 3 são mostrados os dados considerando aspectos macroeconômicos e demográficos.

Tabela 3. Economia e consumo final energético.

Discriminação	2014	2018	2023	Variação(% a.a)
PIB (R\$ bilhões)	4.133	4.905	6.112	4,3
População	203.610.000	209.923.000	216.596.000	0,7
PIB per capita (R\$)	20.297	23.365	28.220	3,6

Fonte: EPE (2014)

A partir daí são realizados os estudos que trazem como resultado as projeções para o consumo total de energia para cada ano do decênio, além do consumo desagregado por fonte e por subsistema na rede. Em termos de consumo total, que

também inclui a autoprodução de energia, estima-se um consumo de 781,7 TWh para o ano de 2023, partindo-se do princípio de que se consumiu 534,6 TWh em 2014. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia esse consumo total foi em torno de 573 TWh. No consumo na rede, que exclui a autoprodução, os resultados são mostrados nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4. Consumo de eletricidade na rede por classe.

Consumo (GWh)	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2014	129.983	191.333	87.378	72.691	481.385
2018	154.879	222.148	108.359	83.271	568.657
2023	189.934	257.714	142.660	98.682	688.990
Variação (%a.a)	4,3	3,4	5,5	3,4	4,0

Fonte: EPE (2014)

Tabela 5. Consumo de eletricidade na rede por subsistema.

Consumo (GWh)	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	Sistemas isolados	Total
2014	38.233	71.466	286.157	83.368	2.162	481.385
2018	47.425	84.921	337.365	97.120	1.826	568.657
2023	56.859	104.213	407.815	117.802	2.302	688.990
Variação (%a.a)	5,9	4,2	4,0	3,8	-8,7	4,0

Fonte: EPE (2014)

Na Tabela 4 nota-se que o setor comercial passa a ter o maior crescimento em termos percentuais, já o setor industrial que é um grande consumidor de energia considerando os dados em números absolutos, tem um crescimento relativo menor que os demais setores. As questões macroeconômicas mundiais, que afetam qualquer país nesse mundo globalizado, são de grande influência para a retração do setor industrial no Brasil, e conseqüentemente, reduz-se o consumo de energia. Diante disso as projeções são realizadas com uma tendência de crescimento abaixo do comum.

Na composição por subsistemas, continua-se tendo um maior crescimento na região Norte por conta das áreas que ainda estão sendo anexadas ao SIN durante os próximos 10 anos. Os sistemas isolados decrescem um pouco no primeiro quinquênio,

mas passam a ter um pequeno aumento em números absolutos no final do decênio. No total projeta-se um crescimento de 4% ao ano do consumo de energia na rede elétrica para o decênio.

Fazendo a diferença entre o consumo total de energia no decênio (781 TWh) e o consumo na rede elétrica (690 TWh), encontra-se um valor de 91 TWh. Essa é a parcela correspondente a autoprodução de energia elétrica no país. Analisando ano a ano consta no PDE 2023 que há um crescimento de 6,1% ao ano neste segmento. A autoprodução normalmente não requer investimentos para expansão da geração e transmissão na rede, visto que é comumente feita em grandes indústrias usando a cogeração, sendo outro fator que justifica o menor crescimento do consumo na rede do setor industrial frente aos demais.

Com relação à carga projetada ligada à rede foram indicadas no relatório a carga média, considerando o uso não simultâneo das demandas máximas, por subsistema e a carga instantânea, que considera a soma das demandas máximas totais. Nesses dados são englobados tanto a parcela que atende o consumo na rede quanto a parcela relativa às perdas totais (comerciais + não comerciais). Na Tabela 6 são apresentadas a carga média, a instantânea e as respectivas perdas.

Tabela 6. Carga e perdas no SIN.

Ano/Período	Carga (MW médio)	Carga (MW)	Perdas (%)
2014	65.830	84.481	16,9
2018	77.207	99.102	16,2
2023	92.714	118.993	15,5
Variação (% a.a)	4,0	3,9	-

Fonte: Adaptado de EPE (2014)

Conforme já citado no capítulo 2, a projeção da carga apresenta valores reduzidos, também no PDE 2023, em relação ao que se foi projetado anteriormente em outros relatórios. Sobre as perdas, elas são obtidas mediante estudos de dados históricos. Os programas de redução/combate desse problema, que vêm sendo implantados nos sistemas elétricos, propiciam uma projeção otimista de redução no horizonte decenal.

4.2 EXPANSÃO DA GERAÇÃO PARA O DECÊNIO 2014-2023

Na época da elaboração do PDE 2023, em 2014, a capacidade instalada registrada no documento era a do final de 2013, em torno de 126 GW. Esse número engloba não apenas a potência gerada na rede, mas também a obtida por autoprodução.

A constante evolução da carga no sistema elétrico e do consumo de eletricidade requer que haja também uma constante expansão da geração para que se possa ter um fornecimento contínuo de energia elétrica. Para isso, são feitos estudos de curto prazo para implantação de novas fontes. Esse planejamento requer certo tempo, pois depende de leilões para que se haja a contratação dessas novas fontes, além de ter que contar sempre com eventuais atrasos nas obras devido a questões socioambientais.

Além das fontes nacionais, o relatório prevê uma integração energética para construção de usinas em países vizinhos. Destaca-se a construção de hidroelétricas no Peru com o total de 7 GW de capacidade, na Guiana com o total de 4,5 GW e na Argentina com o total de 2,2 GW. Em países como o Uruguai e a Bolívia também existem projetos de empreendimentos binacionais, mas ainda em fase inicial de planejamento.

Conforme previsto em lei, os leilões são responsáveis por contratar empresas que realizem a implantação de novas usinas, sendo os preços de venda de energia pré definidos. Os leilões são feitos com a antecedência máxima permissível para a necessidade da obra. Os leilões A-3 indicam uma obra para estar em operação dentro de um máximo de 3 anos. Outro leilão realizado é o A-5, com prazo de 5 anos.

Os empreendimentos cujos leilões indicam a conclusão das obras em até no máximo 2018 são as consideradas fontes em implantação, que tiveram enfoque maior em outros Planos Decenais. Neste PDE em análise o enfoque maior é dado nas fontes planejadas, cujos leilões estão em andamento ou ainda irão acontecer. A expansão já contratada possui uma estimativa em torno de 37 GW, já a expansão planejada se tem uma projeção em torno de um crescimento de 34 GW na geração, conforme é retratado na Figura 13.

Figura 13. Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte.

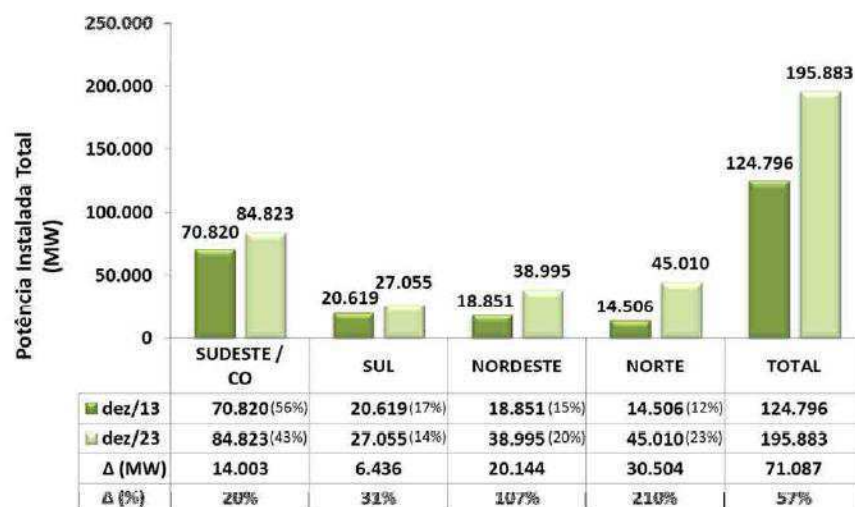


Fonte: EPE (2014)

Para se obter esses valores são consideradas algumas premissas, englobadas nas simulações energéticas realizadas pelo modelo Newave. Além das premissas macroeconômicas já citadas no capítulo anterior, consideram-se outras de caráter geográfico, relacionado com a divisão por subsistemas.

Realizados os estudos baseados na metodologia apresentada, com os resultados de expansão já mencionados, obtém-se o gráfico com o total da geração prevista para 2023 e também a geração por subsistema para esse mesmo ano. Isso é retratado na Figura 14.

Figura 14. Participação regional na capacidade instalada no SIN.



Fonte: EPE (2014)

Pode-se notar que o crescimento da geração esperado para o decênio é justamente a soma das potências das fontes contratadas e planejadas. Outro ponto a se destacar é a expansão que ocorre nos subsistemas Norte e Nordeste, onde é praticamente triplicada e dobrada a geração, respectivamente. A grande quantidade de empreendimentos que vêm sendo implantados especialmente nessas regiões (hidroelétricas no Norte e fontes alternativas no Nordeste) culmina com esse grande crescimento.

Comparando esses dados de geração com os de carga percebe-se que as projeções para a quantidade de energia a ser fornecida é maior que a aquela que seria demandada, caso as previsões se concretizem. Nesse sentido se teria um excedente de energia para os próximos dez anos, no caso de utilização plena da capacidade de geração, acarretando em uma boa quantidade de energia de reserva.

4.2.1 FONTES CONTRATADAS

Dentre as fontes hidrotérmicas contratadas, algumas já eram previstas para entrar em funcionamento no ano passado (2014) dentre elas as hidroelétricas de Batalha (53 MW) situada entre o Sudeste e o Centro-Oeste, e de Santo Antônio do Jari (370 MW) situada no Norte, além das termoeletricas da Baixada Fluminense (530 MW) no Sudeste, Pernambuco 3 (201 MW) no Nordeste, Parnaíba IV (51 MW) e Mauá 3 (583 MW) no Norte. Para esse ano (2015) são previstas três hidroelétricas e uma termoeletrica entrando em operação e todas na região Norte, sendo elas: Colíder (300 MW), Ferreira Gomes (252 MW) e Teles Pires (1819 MW) as hidroelétricas e Maranhão III (519 MW) a termoeletrica. Atualmente todas elas já se encontram em funcionamento, embora não seja pleno em alguns casos. A única que registrou atrasos maiores foi a de Mauá 3, prevista para 2014, mas entrando em operação apenas em 2015.

Nos anos de 2016, 2017 e 2018 são previstas mais oito usinas entrando em operação, sendo sete hidroelétricas e uma nuclear. Destaque para a usina de Angra 3, que aumenta a capacidade de geração nuclear com uma geração prevista de 1405 MW. Sua previsão é para entrar em operação em 2018. Dentre as hidroelétricas a entrada em operação prevista de maior expectativa é a usina de Belo Monte com 11000 MW, em 2016. A soma de todas as fontes hidrotérmicas contratadas totaliza 18942 MW de

expansão em cinco anos, sendo em torno de 3000 MW para as térmicas mais a nuclear e o restante de energia obtida das hidroelétricas.

As outras fontes de geração de eletricidade contratadas, PCH's, biomassa e eólica, entram em operação adicionando ao sistema: 4308 MW em 2014, 3861 MW em 2015, 1887 MW em 2016, 286 MW em 2017 e 3443 MW em 2018. O total acrescido ao SIN em cinco anos é de 13685 MW. Desse valor, cerca de 82% é do total de energia eólica contratada no quinquênio, energia essa que vem sendo muito utilizada no Nordeste, com a contratação de diversos empreendimentos em função do grande potencial eólico apresentado na região.

4.2.2 FONTES PLANEJADAS

Para se chegar ao número de 34 GW previstos para a expansão no segundo quinquênio do horizonte decenal em análise, é necessário se realizar o estudo detalhado por cada tipo de fonte a fim de se ter uma estimativa consistente para cada uma delas. Esses estudos abrangem a viabilidade econômico-geográfica da implantação de empreendimentos voltados a geração de eletricidade, assim como o possível acréscimo que será dado aos números de geração de energia no país. Com isso são descritos alguns projetos que fazem parte deste planejamento, que ainda estão em fase de estudo.

Em termos de expansão hidroelétrica projeta-se um acréscimo de 14679 MW de potência, considerando a viabilização da construção de 18 usinas em três das quatro subregiões adotadas para o caso do setor elétrico, sendo elas: Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Dentre elas se tem: São Luiz do Tapajós (8040 MW) e Jatobá (2338 MW) no Pará, Itapiranga (725 MW) entre Rio Grande do Sul e Santa Catarina, Bem Querer (708 MW) em Roraima e Prainha (796 MW) no Amazonas.

Juntamente com as possíveis hidroelétricas a serem construídas ocorre o eventual aumento da quantidade potencial de energia armazenada em reservatórios de água. Se estima um aumento de 7 GW, que acarretaria em um aumento de 2% dessas reservas. Esse número é bem pequeno se comparado com a provável expansão da potência gerada pelas usinas que corresponde a 36%. A preferência por construção de usinas a fio d'água nos últimos anos e também nos próximos, em detrimento às de grandes reservatórios, implica nesses números.

Como ocorre sazonalidade entre períodos de chuva, e até mesmo períodos de seca bastante prolongados, a desproporção entre número de usinas e quantidade

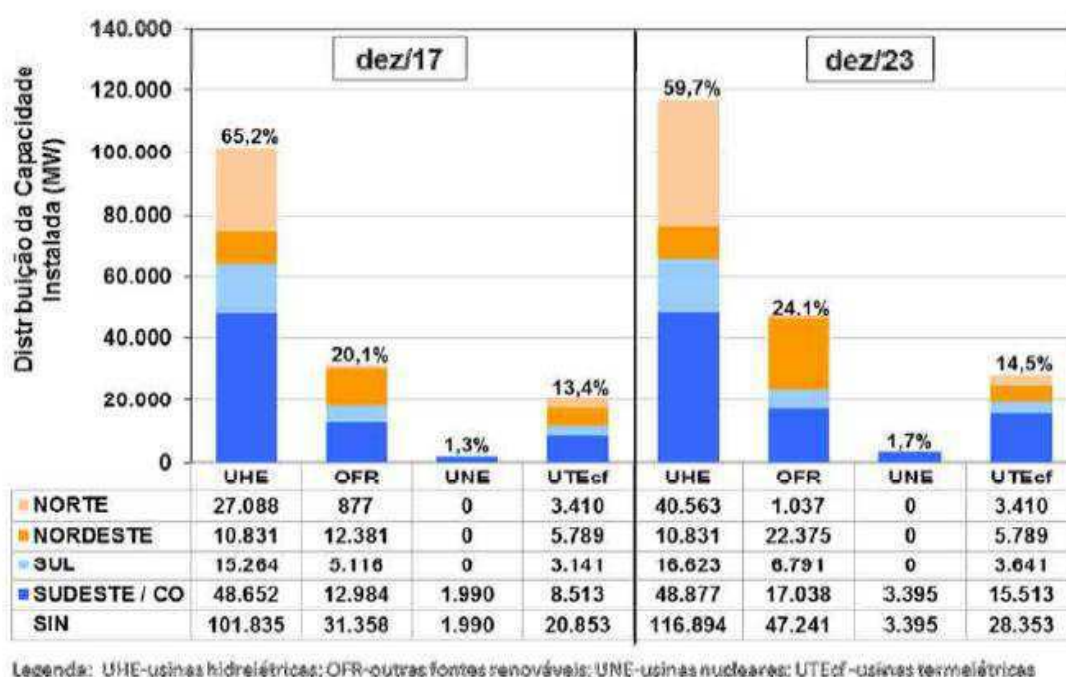
armazenada de água tem crescido, com o aumento do número de usinas a fio d'água. Para esse problema é necessário o despacho de energia de reserva, que tem sido feito com o uso de termelétricas no Brasil.

O PDE 2023 projeta para o segundo quinquênio a implantação de usinas térmicas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, com uma expansão de 7500 MW na geração. Para fins de simulação foi considerado um custo variável de R\$ 250,00/MWh.

Em termos de fontes renováveis estima-se a implantação de empreendimentos aumentando em 16090 MW a capacidade de geração. São considerados estudos de viabilidade de PCH's, usinas à biomassa, usinas eólicas e o início da geração em maior escala com o uso de energia solar. A maioria desses projetos em análise é para estabelecimento na região Nordeste, principalmente devido ao seu grande potencial eólico e a maior quantidade de projetos serem desse tipo de fonte.

Na Figura 15 é mostrada a eventual evolução do setor elétrico brasileiro em termos de geração entre 2017 e 2023, com a indicação por cada tipo de fonte.

Figura 15. Participação das fontes de produção ao final de 2017 e de 2023.



Fonte: EPE (2014)

Apesar de os estudos já indicarem o ano de entrada em operação dos empreendimentos projetados, estes sempre estão sujeitos a atrasos, seja por questões de licenças ambientais necessárias para o avanço das obras, seja por disponibilidade de

matérias primas ou por questões políticas, entre outras. Com isso fica clara a importância de se haver um bom contingente de energia de reserva, como em casos que a expansão da demanda não consegue ser totalmente atendida por atrasos na expansão projetada para a geração.

Com relação ao investimento realizado para essa expansão, estima-se um custo de ordem de R\$ 220 bilhões contando as usinas já contratadas e as planejadas no decênio, sendo R\$ 143 bilhões o valor estimado para as usinas planejadas.

4.3 GARANTIA FÍSICA

Certificado de garantia física de uma usina é o indicador da quantidade de energia que a mesma pode fornecer. Para usinas em fase de estudos ou de início da implantação são realizadas estimativas dessa garantia física baseadas em alguns critérios técnicos. No caso das outras fontes renováveis, que não entram nas simulações hidrotérmicas, um fator de capacidade típico é considerado, baseado nas características dessas fontes, para atribuição da garantia física.

De acordo com o relatório do PDE 2023 a soma das garantias físicas atribuídas por fonte é maior que a garantia física total do sistema, o que ocasiona um desequilíbrio. Ainda é afirmado que esse desequilíbrio deve ser solucionado com a maior contratação de térmicas de reserva para recomposição do lastro de garantia sistêmica.

Entretanto, mesmo com o desequilíbrio, o balanço de energia total para o SIN ainda é positivo, segundo os gráficos inseridos no relatório. Na Figura 16 é apresentado esse balanço de garantia física, sem considerar a contratação de novas usinas de reserva.

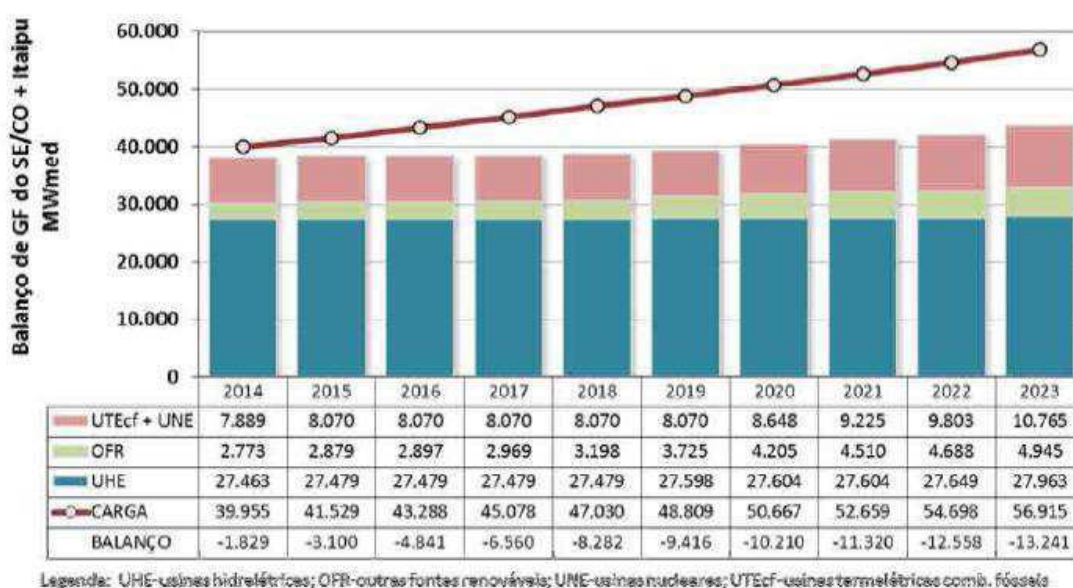
Figura 16. Balanço de garantia física do SIN não considerando a energia de reserva.



Fonte: EPE (2014)

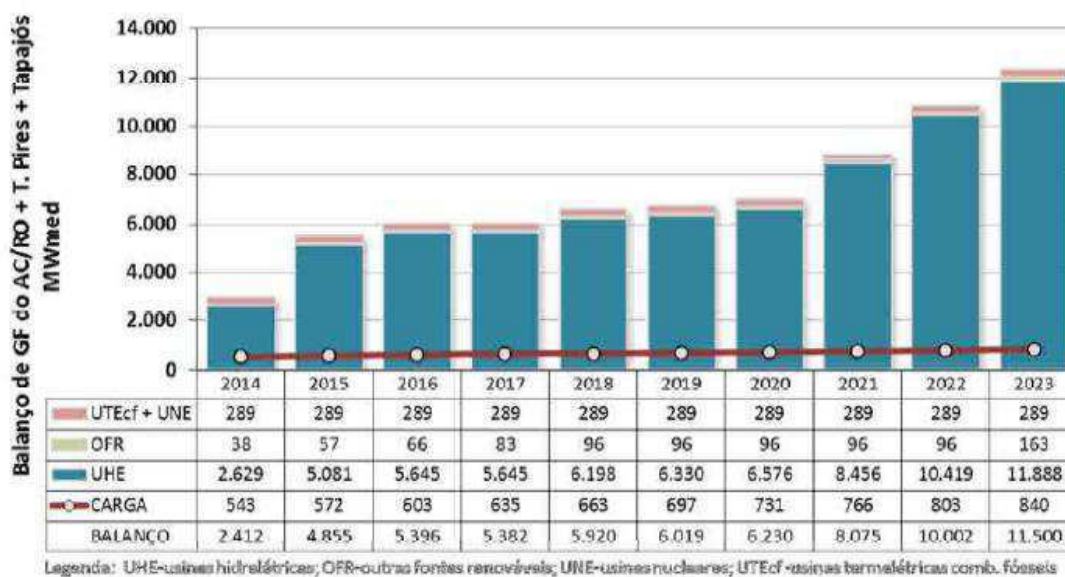
Analisando o balanço energético por região, percebe-se que há algumas que já estão deficitárias em termos de energia e tenderão a ter um déficit ainda maior no decênio como as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul. Estas regiões passam então a serem supridas por meio do intercâmbio com os locais em que há um excedente de energia considerável, que permite abastecê-las e ainda cobrir o déficit das regiões que o possui. Nas Figuras 17 e 18 são mostrados, respectivamente, balanços de potência em regiões deficitárias (Sudeste/Centro-Oeste) e em regiões que possuem excedentes (região do Acre e Rondônia).

Figura 17. Balanço de garantia física – SE/CO + Itaipu.



Fonte: EPE (2014)

Figura 18. Balanço de garantia física – AC/RO + Teles Pires + Tapajós.



Fonte: EPE (2014)

Vista a importância do intercâmbio de energia na questão do balanço de garantia física, pode-se perceber que a qualidade dos sistemas de transmissão de energia é de grande relevância, assim como a sua expansão no horizonte de planejamento em estudo.

4.4 TRANSMISSÃO DA ENERGIA

Para se transmitir a energia de um ponto a outro é necessário que se haja linhas de transmissão suficientes, assim como subestações entre o caminho percorrido por elas de forma a se aumentar a estabilidade e a confiabilidade na rede. Atualmente existem diversas linhas de transmissão, mas ainda assim é necessário um maior número para atender a necessidade de transmissão da energia em sua totalidade. Com a expansão da geração se torna ainda mais urgente a necessidade de se ter também uma maior expansão nos sistemas de transmissão de energia.

No relatório apresentado do PDE 2023 são descritas as linhas de transmissão já existentes que ligam os diferentes subsistemas e também as que ligam pontos dentro da mesma região. Além disso, são descritas as expansões planejadas para o decênio em termos das próprias linhas e da construção de novas subestações. A questão macroeconômica relacionada com os investimentos a serem feitos para a implantação do que foi planejado também é discutida.

4.4.1 LINHAS EXISTENTES

Devido ao SIN já abranger praticamente todo o país, as linhas de transmissão existentes interligam as diversas regiões do Brasil. A interligação entre o Norte e o Sul é feita por 3 circuitos de 500 kV, com dois deles ligando a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa e o outro passando por Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2.

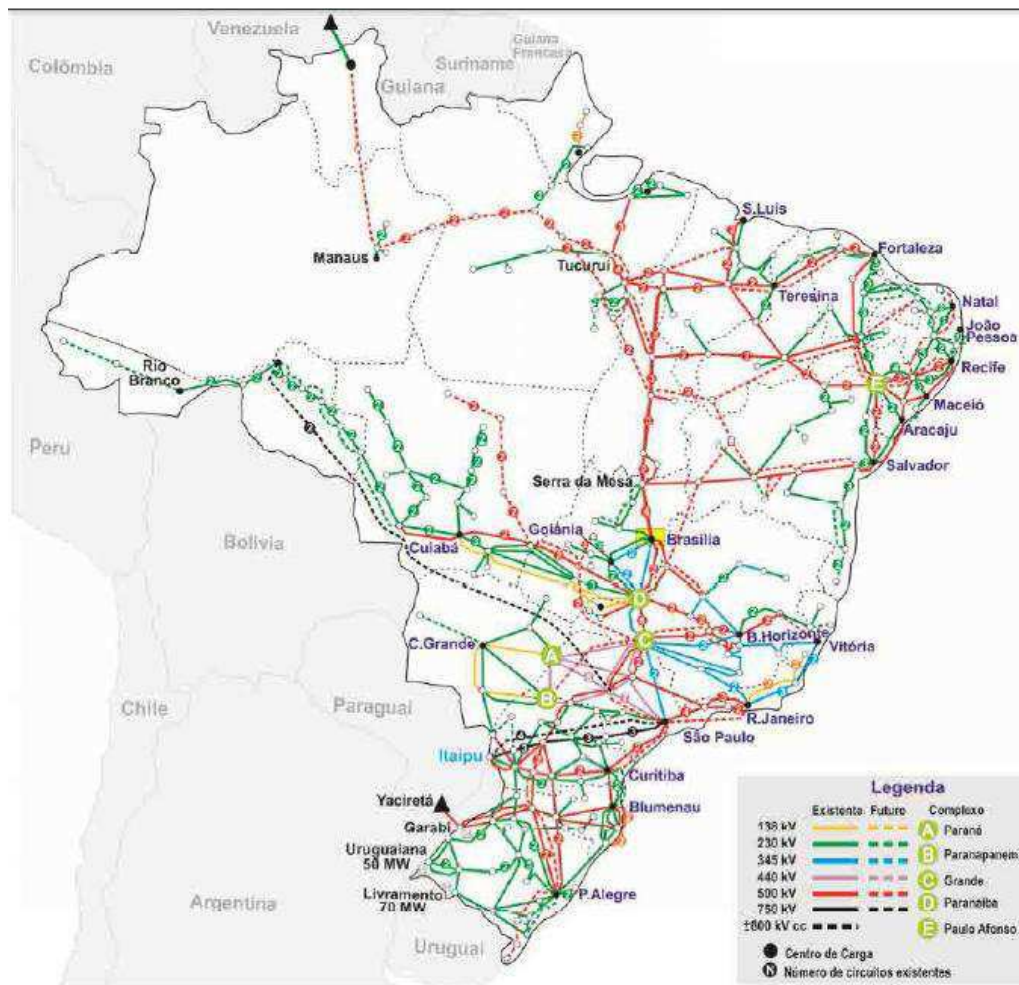
A interligação entre o Norte e o Nordeste é feita por 4 linhas de transmissão também em 500 kV que percorrem: Presidente Dutra – Boa Esperança; Presidente Dutra – Teresina C1 e C2; Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho; Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Milagres. A interligação entre o Sudeste e o Nordeste é realizada por uma linha de transmissão de 500 kV que vai da SE Serra da Mesa até a SE Camaçari. Para interligação entre o Sul e o Sudeste/Centro-Oeste existem três circuitos em 500 kV, sendo dois entre a SE Bateias e a SE Ibiúnas e o outro entre a SE Londrina e a SE Assis.

Alguns dos projetos de interligação ao SIN das áreas isoladas restantes foram concluídos recentemente. A interligação entre Tucuruí – Macapá – Manaus foi finalizada em 2014 com trechos de linhas em 500 kV e outros de 230 kV. As demais obras estão atrasadas ou em fase normal de execução.

Na questão da interligação com países vizinhos, o Brasil detém intercâmbio com o Paraguai, com a binacional de Itaipu, a Argentina, o Uruguai e a Venezuela. Na interligação com a Argentina e com o Uruguai se tem conversoras de frequência de 50/60 Hz. Com a Argentina a interligação é feita por duas conversoras, sendo uma de 50 MW interligando-os com uma linha de transmissão de 132 kV e a outra de 2200 MW, interligando-os em 500 kV. Com o Uruguai a interligação ocorre com uma conversora interligando-os por uma linha de 230/150 kV. A interligação com a Venezuela é feita com um sistema de transmissão em 230/440 kV partindo de Boa Vista (RR).

A Figura 19 contém o diagrama com as interligações existentes no SIN.

Figura 19. Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN.



Fonte: EPE (2014)

4.4.2 LINHAS PLANEJADAS

O balanço de garantia física mostrado anteriormente demonstra que ao longo do decênio algumas regiões tendem a ser deficitárias em termos de geração de energia para suprimento de toda a sua demanda. Diante disso se faz necessário o aumento do número de linhas de transmissão para proporcionar o intercâmbio entre essas regiões deficitárias e as que possuem excedente de energia, visto que com a quantidade de geração que se tem hoje o número de linhas ainda não é o ideal, e com a expansão da demanda e do fornecimento ao longo desses dez anos é que fica mais clara a necessidade de tal crescimento no sistema de transmissão.

Com a viabilização de grandes empreendimentos de geração na região Norte se torna indispensável uma maior atenção para implantação de sistemas de transmissão que leve toda essa energia produzida para os locais que precisam dela. Com isso é prevista a

ampliação do sistema mediante a colocação de linhas interligando as usinas de Belo Monte, as da bacia do rio Teles Pires, além de haver estudos iniciais para conexão das usinas do rio Tapajós. Além disso, também é projetada a ampliação de sistemas regionais para integração de empreendimentos de fontes renováveis, especialmente eólicos, nas áreas que possuem maior potencial para este tipo de geração.

As interligações regionais têm a expansão prevista em todo o território nacional. Na interligação entre Norte e Sul os estudos sugerem a implantação de dois bipolos em corrente contínua de 800 kV, com previsão de um em 2018 e outro em 2019. A integração entre Norte e Nordeste prevê a colocação de mais cinco circuitos em 500 kV entre as SE São João do Piauí e SE Milagres; SE Bom Jesus da Lapa e SE Sapeaçu; SE P. Dutra e SE Sobral III; SE Miracema e SE Bom Jesus da Lapa II; SE Miracema e SE São João do Piauí. Além dessas interligações também são planejadas duas subestações intermediárias em Gilbués (PI) e Barreiras (BA).

Na interligação entre Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste é planejada a implantação de mais uma linha de 500 kV entre as SE Barreiras e SE Pirapora. A conexão entre Sul e Sudeste/Centro-Oeste apresenta como plano para expansão mais duas linhas de 500 kV entre a SE Itatiba e SE Bateias e a SE Assis e SE Londrina.

Na questão da conexão de áreas que ainda não foram ligadas ao SIN se tem planejada a execução de obras que conectem áreas isoladas do interior do Acre mediante uma linha de 230 kV, além da conclusão da obra que está atrasada para a interligação entre Manaus e Boa Vista com uma linha de 500 kV, conectando assim Roraima ao SIN. Também é projetada uma linha de 500 kV entre o Brasil e o Uruguai, fazendo mais uma interligação internacional.

4.4.3 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE FÍSICA E INVESTIMENTOS REALIZADOS

Dentro dessa expansão planejada para o sistema de transmissão da energia são necessários diversos quilômetros de novas linhas de transmissão e a construção de algumas subestações no percurso feito por essas linhas. Na Tabela 7 e na 8 são indicados, respectivamente, o número de quilômetros de linhas de transmissão projetados para serem acrescidos durante o decênio e a estimativa da evolução da quantidade de potência transformada nas subestações existentes e nas planejadas.

Tabela 7. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão – Linhas de transmissão (km).

Tensão (kV)	±800	750	600	500	440	345	230	Total
Existente (2013)	0	2.683	3.966	39.083	6.728	10.272	49.897	112.660
Expansão (14-23)	9.518	0	2.375	37.325	194	1.645	18.760	69.817
Estimativa (2023)	9.518	2.683	6.371	76.408	6.922	11.918	68.656	182.477

Fonte: EPE (2014)

Tabela 8. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão – Transformação (MVA).

Tensão (kV)	750	500	440	345	230	Total
Existente (2013)	22.500	120.824	23.916	48.445	73.261	288.946
Expansão (14-23)	0	97.102	5.850	19.012	40.994	162.958
Estimativa (2023)	22.500	217.926	67.457	67.457	114.255	451.904

Fonte: EPE (2014)

Assim como foi visto na revisão de planos anteriores e na descrição dos trechos a serem interligados de acordo com o planejamento, percebeu-se que as maiores interligações projetadas são em 500 kV, seguidos das interligações em 230 kV. Viu-se que as interligações inter regionais eram quase sempre planejadas para serem executadas em um desses níveis de tensão. Isso explica a quantidade de quilômetros expandidos na Tabela 7 e de MVA transformado na Tabela 8, já que esse tipo de conexão abrange grandes trechos.

Para implantação dessa expansão planejada projeta-se a necessidade de se haver um investimento de R\$ 78 bilhões, sendo R\$ 49,8 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 28,2 bilhões em subestações, considerando também as obras atualmente já licitadas. Considerando apenas as obras previstas, mas não licitadas o investimento total seria de

R\$ 43,1 bilhões, sendo R\$ 26,7 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 16,4 bilhões em subestações.

4.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

No contexto do planejamento, é avaliada a eficiência energética de modo geral, em todos os setores de energia. Para fins de análise com relação ao setor elétrico considera-se a eficiência energética nos diversos setores econômico-sociais em que há consumo de eletricidade.

Uma das formas mais utilizadas atualmente para se obter a eficiência energética é com a geração distribuída, na qual a produção de energia é realizada o mais próximo possível do consumidor final. Em termos de geração distribuída de eletricidade se destacam a autoprodução por cogeração e a produção por geração solar fotovoltaica. Para o final do decênio a projeção é que esse tipo de geração seja capaz de suprir 91 TWh da energia solicitada pelos consumidores, que equivale a 12% do consumo total de eletricidade previsto.

O consumo total de eletricidade projetado para o decênio, indicado anteriormente como sendo em torno de 781 TWh considera a redução do consumo potencial total via eficiência energética. Caso as projeções para conservação de energia não se cumpram esse consumo potencial seria em torno de 835 TWh, segundo as estimativas, o que corresponde a uma projeção de 54 TWh de energia conservada. Isso equivale a não precisar construir uma geradora em torno de 13 GW no decênio. Esses dados são indicados na Tabela 9.

Tabela 9. Consumo de energia elétrica e eficiência energética.

Consumo (GWh)	2014	2018	2023
Sem conservação	539.111	667.721	834.643
Energia conservada	3.906	25.943	54.222
Energia conservada (%)	0,7	3,9	6,5
Com conservação	535.205	641.778	780.421

Fonte: EPE (2014)

Na Tabela 10 é mostrada a parcela de cada setor econômico-social nas projeções para energia conservada.

Tabela 10. Energia conservada por setor.

Energia conservada por setor (GWh)	2014	2018	2023
Setor industrial	1.907	10.811	25.108
Setor de transportes	20	128	325
Setor de serviços	861	4.457	9.623
Setor residencial	1.056	10.183	18.872
Setor agropecuário	62	364	894

Fonte: EPE (2014)

Nota-se que o setor industrial é o que apresenta a maior tendência de aumento de energia conservada para o decênio em termos absolutos. Os programas de evolução dos rendimentos no consumo de energia final, além de melhoramento no rendimento dos equipamentos propiciam essas projeções otimistas. O número de 25 TWh de energia conservada em 2023, se realmente for atingido, corresponderá a 6,6% de energia conservada.

No setor residencial, o avanço observado na quantidade de energia conservada se deve a melhoria da eficiência dos equipamentos, aparelhos e outros consumidores de energia nas residências, especialmente na evolução dessa eficiência na questão da iluminação. A geração distribuída solar fotovoltaica também é um fator que influencia nesses números estimados.

4.6 CONTEXTO SOCIOAMBIENTAL

Assim como nos demais Planos Decenais, o PDE 2023 avalia os possíveis impactos socioambientais na produção/utilização de energia em geral. No contexto do setor elétrico novamente são abordados dois pontos nessa análise: a emissão de gases de efeito estufa por usinas térmicas e os impactos causados por empreendimentos de geração de energia elétrica.

A emissão de gases máxima tolerada corresponde a 680 MtCO₂eq. Em 2014 já eram registradas 483 MtCO₂eq com uma projeção de 660 MtCO₂eq para o final do decênio. Em termos geração de energia essa quantidade de emissões foi registrada com um valor de 64 MtCO₂eq e tende a chegar ao número de 73 MtCO₂eq em 2023, segundo as projeções.

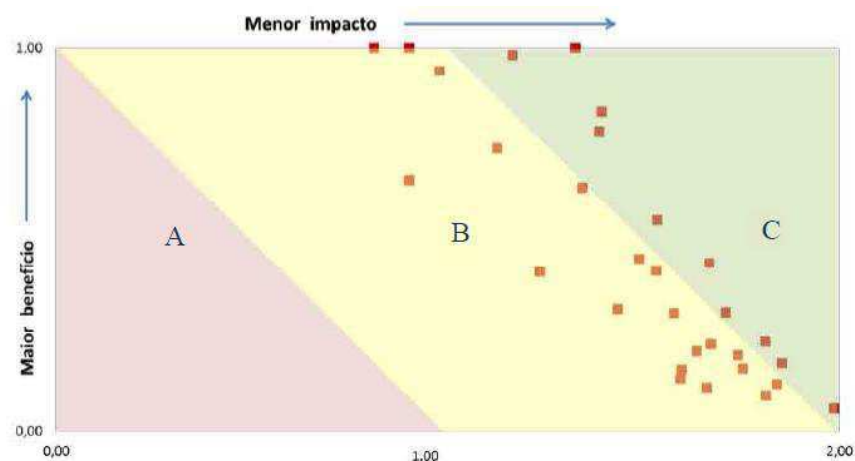
Nota-se que, proporcionalmente ao valor de emissões total, esse número se reduz ao final do decênio, sendo 13,25% do total das emissões em 2014 e 11,06% do total projetado para 2023, referentes apenas as emissões correspondentes ao setor elétrico. Essa redução percentual vem ocorrendo e tenderá a aumentar nos próximos anos devido à redução do uso de combustíveis mais poluentes e a preferência por outros menos nocivos, como o aumento do uso de gás natural, biocombustíveis e biomassa.

Outros impactos são ocasionados na geração de energia por empreendimentos de maior porte como hidroelétricas e linhas de transmissão e de médio porte como PCH's, geradores eólicos e usinas a biomassa. No caso das usinas hidroelétricas é realizada a avaliação dos possíveis impactos das 30 usinas projetadas para entrarem em operação durante o decênio.

São observados alguns indicadores socioambientais, como área alagada, interferência em unidades de conservação, interferência em terras indígenas, população diretamente afetada, empregos diretos gerados, entre outros. De posse desses indicadores para cada usina, a EPE elabora um gráfico mostrando a relação entre impactos e benefícios trazidos pela construção delas. Esse gráfico é mostrado na Figura 20

Nesse contexto alguns órgãos não governamentais, como o Greenpeace, afirmam que mesmo havendo a preocupação da EPE com essa questão socioambiental na elaboração do Plano Decenal, os possíveis benefícios trazidos não são suficientes para se aceitar os impactos causados ao meio. Além disso, criticam o gráfico e a forma como os indicadores são colocados afirmando que a maioria das usinas possui mais impactos de que o considerado. Diante disso a EPE afirma que o gráfico possui limitações, pois se deveria avaliar mais indicadores para sua elaboração, mas considera os que estão presentes no documento como avaliados corretamente.

Figura 20. Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHE's.



Fonte: EPE (2014)

Neste cenário a ocorrência de atrasos por demoras nas licitações são recorrentes, pois muitas vezes os projetos não são aprovados ou o são com ressalvas, caso haja modificações que o permitam se adequar ao que é pedido.

As outras fontes alternativas, por possuírem obras de porte menor que as hidroelétricas, chamam menos atenção com relação aos impactos causados. No caso da geração eólica os maiores impactos percebidos são os da poluição visual, pois a maior parte dessa geração se situa no litoral do Nordeste, local de grande beleza paisagística que podem ser afetadas com a colocação desses tipos de geradores e prejudicar a atividade do turismo nesses locais. Como benefício se tem a redução do preço contratado para esse tipo de energia nos leilões devido à crescente evolução tecnológica. As usinas a biomassa e PCH's possuem os mesmos problemas relacionados a impactos das hidrotérmicas convencionais, mas em um nível menor.

Com relação às linhas de transmissão se observa os problemas com a passagem de alguns trechos em unidades de conservação, terras indígenas, assentamentos do Inca e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade. Esses problemas ocorrem principalmente na região da Amazônia.

5 PROJEÇÕES X REALIDADE DE 2015

Conforme se mencionou nos capítulos anteriores, as projeções apresentam variações devido a fatores que interferem diretamente na obtenção das estimativas. Com isso se torna extremamente difícil uma projeção de muitos anos atrás cravar o resultado que ocorre na realidade, mas sempre devendo estar dentro de um limite tolerável. As projeções mais recentes tendem a possuir uma aproximação mais razoável devido a estarem mais próximas do tempo em que ocorre a realidade.

A fim de se ter uma ideia mais precisa a respeito da qualidade desse planejamento em estudo, executado para o setor elétrico do país, foram coletados os dados referentes a demanda, consumo de energia e capacidade instalada para o ano de 2015 e comparou-se esses dados com os que eram previstos em Planos Decenais. Para isso adotou-se o PDE 2015, que fazia o estudo voltado especialmente para o horizonte decenal finalizado neste ano, além de ser o mais antigo dentre os elaborados pela EPE e o PDE 2023, que é o mais recente e vem sendo discutido com maior riqueza de detalhes ao longo deste relatório.

Os dados referentes ao ano de 2015 são obtidos através de documentos denominados de Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO), que são de domínio público fornecidos pelo ONS, onde se pode coletar informações diárias a respeito do que ocorreu em tempo real no SIN. Além do IPDO, utiliza-se informações divulgadas pela ANEEL na coleta dos números. A EPE também divulga alguns dados por meio de documentos denominados Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica.

Realizadas as análises comparativas entre projeções e realidade foi possível se constatar pontos positivos e negativos presentes no Plano Decenal e realizar uma análise conclusiva a respeito da confiabilidade do planejamento no setor elétrico brasileiro.

5.1 O SETOR ELÉTRICO EM 2015

Para essa análise acerca do que ocorre no setor elétrico no ano de 2015, inicialmente é mostrado o que foi obtido do IPDO disponibilizado pelo ONS. Este

documento é elaborado e arquivado diariamente, com registros desde o ano de 2001. Ele mostra informações acerca das ocorrências diárias em tempo real, balanço de energia final de cada dia, desmembrado por submercado (subregião) do sistema e por tipo de geração. Além disso, também são mostrados os despachos de térmicas com maiores detalhes e dados de afluência e defluência para uso das simulações energéticas.

Com a utilização destes relatórios coletou-se as informações a respeito da demanda média diária entre os dias 01/01/2015 e 31/05/2015. O que se percebeu foi que a demanda média foi decrescendo ao longo desses cinco meses tendo um valor de 68.268 MW em Janeiro e atingindo um valor de 58.462 MW em Maio. Um dos fatores que explica essa redução é a retração sofrida pelo setor industrial intensificada nos últimos meses. A redução do consumo adotado por parte da população também é constatada, justamente no momento em que ocorrem aumentos nas tarifas de energia. Entretanto os especialistas do planejamento dizem que ainda não se pode afirmar que essa redução de consumo deva ser atribuída ao aumento das tarifas pelo fato de, até então, curto período em que isso se estabeleceu. A demanda média anual total para o SIN durante esses cinco primeiros meses fica em torno de 64.000 MW. A Tabela 11 contém os balanços mensais para o SIN e para cada subregião.

Tabela 11. Balanço de energia mensal no SIN.

Carga (MW_{med})	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
Janeiro	5.000	10.116	40.797	11.891	68.268
Fevereiro	5.007	9.998	38.144	11.482	67.039
Março	5.095	10.138	38.581	11.690	66.057
Abril	4.816	10.111	37.154	10.433	61.865
Maio	5.143	9.824	33.747	9.816	58.462

Fonte: Autor (Baseado em ONS)

Nesta tabela pode-se perceber que a demanda média se mantém aproximadamente constante para as regiões Norte e Nordeste, sendo as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste as maiores responsáveis pelo decaimento da demanda média no SIN, justamente as regiões Sul e Sudeste que são as mais industrializadas do país.

Também se observou que em todos os dias analisados nesses cinco meses a demanda foi plenamente atendida, sendo quase todas as vezes com a energia gerada

exclusivamente por fontes nacionais e em algumas raras exceções com importação de energia de países vizinhos.

Em termos de consumo a divulgação é feita pelos Relatórios Mensais disponibilizados pela EPE. Até então em 2015 foram publicados quatro relatórios referentes aos meses de Janeiro a Abril. O consumo total no SIN tem variado um pouco ao longo desses quatro meses, sempre apresentando pequenas quedas em relação ao mês anterior. Esse fato é previsível uma vez que já se sabe que a demanda média também se reduz ao longo desses meses. O consumo total na rede em 2015 até o final do mês de Abril foi de 159.276 GWh. Na Tabela 12 é mostrado o consumo na rede e em cada subregião durante esses quatro meses em análise.

Tabela 12. Consumo no SIN em 2015 de Janeiro a Abril.

Consumo (GWh)	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
Janeiro	2.767	6.277	23.943	7.347	40.334
Fevereiro	2.623	6.116	23.756	7.692	40.187
Março	2.770	6.199	23.240	7.302	39.511
Abril	2.592	6.131	23.257	7.264	39.244

Fonte: Autor (Baseado em EPE)

No caso do consumo a sua redução não ocorre apenas em uma região, mas sim oscilações em todas elas.

Com relação à produção de energia a ANEEL possui um Banco de Informações de Geração (BIG) onde se atualiza a capacidade instalada de geração a cada empreendimento com obra finalizada cuja potência já esteja outorgada e fiscalizada. A capacidade instalada registrada até o dia 23/06/2015 é de 137.212 MW.

Apesar de esse valor ser bem acima da carga média registrada anteriormente essa potência instalada não é exatamente a potência que pode ser gerada diariamente para suprimento da demanda no SIN. Alguns problemas como máquinas em manutenção nas usinas, restrições impostas pela operação, além de outros tipos de restrições impedem o uso de toda essa potência para a geração.

Além disso, a escassez das chuvas tem reduzido a possibilidade de algumas hidroelétricas e PCH's operarem sob capacidade máxima, ocasionando em um maior despacho de usinas térmicas e outras renováveis, diferente do que se via há alguns anos.

Assim deve-se sempre estar aumentando a quantidade de geradoras que compõem a matriz energética, com a maior diversificação possível. O BIG tem registrado um aumento esperado de cerca de 40.000 MW em empreendimentos já licitados, sendo alguns com a construção já em andamento. Desses 40 GW, cerca de 10 GW são de empreendimentos eólicos e 9,5 GW em empreendimentos de termoeletricas.

Esses dados considerados para o ano de 2015 não incorporam a energia gerada por autoprodução nem o consumo ocasionado por uso desse tipo de energia. Geralmente a geração que engloba a autoprodução é a distribuída, onde normalmente pode haver conexão de quem a produz com a rede, mas os números não são registrados como pertencentes a ela. Como o ONS trabalha com os dados provenientes da rede essa parcela de energia não é incluída nos relatórios divulgados. As informações obtidas através da EPE e da ANEEL para a realidade de 2015 também não contêm a parcela da autoprodução inclusa.

5.2 COMPARATIVO ENTRE OS PLANOS DECENAIS E OS PRIMEIROS MESES DE 2015

Em termos de demanda foi indicado na Figura 1 que a projeção do PDE 2015 para este mesmo ano seria em torno de 74.000 MW. No PDE 2023 não há a indicação precisa da estimativa para o ano de 2015, entretanto é fornecido um gráfico, assim como no PDE 2015, no qual se estima uma demanda média de 68.000 MW. O valor de 64.000 MW ressalta o que foi constatado anteriormente de que os dados projetados tendem a serem maiores que os dados reais. Além disso, notou-se que a demanda média tem se reduzido a cada mês, ocasionando uma tendência de que, ao final de 2015, esse valor de 64.000 MW se torne ainda menor.

Com relação às demandas médias específicas por região o PDE 2015 apresenta os dados para este ano, mas o PDE 2023 não faz menção sobre as previsões para 2015. Com isso são tomados os dados referentes ao final de 2014 que, a principio, deveriam apresentar pouca diferença com relação aos primeiros meses de 2015. A Tabela 13 traz essa comparação, com o valor médio das demandas para o caso da realidade do ano de 2015.

Tabela 13. Comparativo entre demandas médias por região.

Demanda (MWmed)	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul
PDE 2015	6.039	10.712	45.346	11.901
PDE 2023 (2014)	5.496	10.019	39.342	10.974
Realidade 2015	5.012	10.037	37.685	11.062

Fonte: Autor (Baseado em EPE)

As regiões Sudeste/Centro-Oeste são as que mais apresentam diferenças entre o que se projeta e o que realmente ocorre, refletindo diretamente no que acontece também no SIN. Nas projeções para as regiões Nordeste e Sul percebe-se que o PDE 2023 apresenta valores próximos, apesar de serem referentes ao ano de 2014.

Sobre o consumo total projetado nos Planos Decenais estimava-se no PDE 2015 um consumo de 556,8 TWh na rede. No PDE 2023 se tem uma estimativa em torno de 481 TWh para o ano de 2014, indicando que para 2015 a previsão também se reduziu de um PDE para o outro. Segundo os dados obtidos para o consumo total em 2015 até o mês de Abril se tem um número de 159,3 TWh. Caso se mantenha a mesma média desses quatro meses o consumo total ao final de 2015 seria de 478 TWh aproximadamente. Entretanto o consumo de energia tem sofrido retração do crescimento em alguns setores como comercial e residencial e até mesmo redução desses números como no caso do setor industrial. Com isso, esse consumo total para o ano de 2015 tende a ser bem menor do que as projeções dos Planos Decenais.

Outro fator que tem afetado o consumo na rede é o consumo da energia gerada por autoprodução. A geração distribuída tem ganhado espaço ultimamente em algumas residências e em indústrias, que inclusive é um dos fatores deste setor ter registrada a redução do crescimento do consumo na rede.

A respeito da capacidade de geração instalada se divulgou no PDE 2015 uma previsão de expansão de aproximadamente 42 GW, tornando essa capacidade com um número de 134,36 GW no ano de 2015. Já o PDE 2023 projeta um valor de 141,5 GW de capacidade instalada para 2015. Conforme citado anteriormente a capacidade tem em torno de 137 GW até Junho deste ano. Com a entrada em operação de novas usinas ainda em 2015 esse número deve aumentar e é possível que se atinja a projeção do PDE 2023.

Entretanto o fato da falta de possibilidade das usinas estarem operando sob capacidade plena, conforme já foi descrito, faz com que os balanços de garantia física

mostrados nos relatórios tenham consistência e retratem a realidade que ocorre. No caso do PDE 2023 a garantia física projetada para 2015 era de 73,36 GW, que ainda assim permite suprir a demanda média apresentada durante os primeiros meses do ano e possivelmente durante os meses restantes.

Nesse cenário considerando a ocorrência de números menores que a projeção para carga e consumo e números semelhantes às estimativas para a expansão da capacidade instalada se tem que o risco de déficit de energia tende a ser evitado considerando o SIN como um todo. No caso das subdivisões regionais se constatou que na maioria dos IPDO's dentre Janeiro e Maio de 2015 o Sudeste e o Nordeste apresentavam déficits de energia com o Sul e o Norte, além de Itaipu que é considerada de forma independente, apresentando excedentes e auxiliando no suprimento dessas áreas com déficit. Nos Planos Decenais se estimava que o Sudeste e o Norte estariam nessa situação em 2015, mas no caso do Nordeste e do Sul os papéis estão invertidos, pois se considerava haver excedente e déficit de energia, respectivamente, entre eles.

Outro ponto que chama a atenção é com relação as projeções para capacidade instalada de hidroelétricas. No PDE 2015 se projetava um percentual de participação desta fonte de 73% na capacidade de geração do ano de 2015. Já no PDE 2023 esse percentual se reduziu a 65,8% e os dados fornecidos pela ANEEL indicam que o percentual atual de usinas hidroelétricas instaladas e em funcionamento é de 62% da matriz elétrica nacional.

Ao que tudo indica essa redução se deu de acordo com o fato dos estudos de outros Planos Decenais já indicarem a dificuldade de geração hidroelétrica em alguns reservatórios devido à escassez de chuvas que tem acontecido. Com isso notou-se um aumento no percentual de capacidade de geração em usinas térmicas e outras fontes renováveis e a tendência é de um crescimento ainda maior dessas fontes nos próximos anos conforme já foi descrito. Nos primeiros planejamentos implementados neste século não se considerou que as fontes alternativas poderiam ter aumento tão expressivo em curto prazo.

5.3 ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DAS PROJEÇÕES PARA O DECÊNIO

Diante do que foi exposto até então, em termos de descrições e constatações, a respeito de projeções e do que tem ocorrido durante o ano de 2015 se percebeu que dificilmente se realizou uma projeção exata acerca do que poderia ocorrer, sendo algumas delas com resultados apenas próximos do que aqueles que se enxergou na prática.

Os métodos utilizados e descritos anteriormente para as simulações que resultavam nos dados das projeções apresentam uma convergência considerável, apesar de nem sempre convergir para o valor mais adequado. Isso implica na dependência dessas simulações em ter que contar com projeções futuras de setores que influenciam diretamente no setor elétrico e compõem as premissas básicas já citadas. Com isso as flutuações sofridas ano a ano, especialmente no setor econômico, ocasionam as flutuações percebidas com a melhoria das estimativas o quanto mais próximo era o ano em questão com relação ao ano de elaboração do Plano Decenal.

Assim as estimativas se tornam, em termos gerais, extrapoladas, conforme foi visto. Para fins de projeção da oferta necessária para atendimento da demanda esse erro pode significar bastante devido à complexidade da maior parte das obras e da necessidade de se projetar números confiáveis com certos prazos de antecedência. Entretanto o que se tem notado é a proporcionalidade entre as diferenças encontradas entre demanda e geração, ou seja, nem a demanda tem se expandido conforme as projeções de maior prazo nem a geração têm crescido totalmente da maneira quanto se previa. Neste cenário é possível se confiar no que diz o planejamento com relação à ocorrência ou não de déficits de energia e da consolidação da garantia física, apesar dos números absolutos nem sempre estarem coerentes com a realidade, mas as variações percentuais na maioria das vezes estão.

Como foi visto, houve essas constatações através das observações de Planos Decenais anteriores a este em estudo, avaliando-se as estimativas para os anos que já se passaram. Apesar da confiabilidade não ser total, isso já indica um nível razoável para os anos que estão por vir. Nesse caso os maiores problemas que a imprecisão de algumas projeções, que normalmente são extrapoladas, poderiam acarretar seriam problemas de geração em excesso e desperdício de energia, mas não se vê isso na

prática. O que se tem visto é o aumento da quantidade de energia de reserva, acompanhando os dados extrapolados para estimativas em curto prazo nos Planos Decenais e a expansão de geração convencional, sempre acompanhando a evolução real do consumo.

Portanto é aceitável que se afirme que o Brasil terá plenas condições de atender a demanda por energia nos próximos anos, embora possam ocorrer alguns percalços de caráter econômico por conta da necessidade de utilização de fontes com custo maior. Por isso se torna necessária a maior disseminação do uso da eficiência energética, pois quanto menor for o consumo menor é o gasto com tais fontes de custo maior visto que as fontes convencionais seriam capazes de suprir uma maior porcentagem da demanda mesmo em tempos que haja dificuldade no uso destas, conforme tem ocorrido nos últimos anos.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi visto que o planejamento no setor elétrico é algo que surgiu recentemente, considerando apenas os de caráter mais estruturado, onde foi possível acompanhar esse surgimento e a evolução anual por meio da observação dos documentos desse planejamento.

Nesta análise foi possível haver a constatação de que há uma linha de raciocínio que é sempre seguida pelos documentos, percebendo-se que há um padrão de pesquisa utilizado pela empresa responsável. A partir daí foram vistos com maiores detalhes as metodologias adotadas e com o conhecimento destas pôde-se saber o porquê de algumas imperfeições que são sempre comuns.

Relacionado à metodologia de estudos notou-se a consistência da mesma, caracterizada pela avaliação de premissas básicas e de cenários de referência, influenciando diretamente nos resultados obtidos. Apesar de ser uma metodologia consistente, o modelo ainda requer ajustes em certos detalhes, que o tornaria ainda mais preciso, como a inclusão da parcela das fontes eólica e solar, por exemplo, nos estudos de expansão da geração.

Também foi observado que o último planejamento realizado, divulgado em 2014, apresenta projeções bem otimistas para o decênio. O que se viu até então nos primeiros meses de 2015 é que tem ocorrido, em partes, o que se projetava para este ano. Os números de capacidade de geração e demanda média se assemelham ao que tinha se projetado.

Diante do que foi exposto até então é possível se dizer que o planejamento não é capaz de cravar os números com extrema precisão, devido à dinamicidade do setor elétrico e de outros atrelados a ele conforme foi descrito. Entretanto é um instrumento suficiente para garantir a ausência de déficits de energia no setor em um horizonte de curto prazo. Estas discrepâncias constatadas dificilmente poderiam ser evitadas. O que se poderia fazer era torná-las menos relevantes com uma possível redução nos erros das estimativas. Uma solução para isso seria o desenvolvimento ou a aquisição de softwares que trouxessem projeções com melhor precisão e menos susceptíveis a variações de indicadores relativos a outros setores.

Apesar disso nos casos onde os números absolutos das projeções não eram os mesmos verificados na realidade, a variação dos números de forma percentual era similar entre projeção e realidade.

Em relação aos números de geração desagregados por tipo de fonte, tanto na capacidade atual, quanto nas estimativas realizadas, a matriz energética nacional relacionada à produção de eletricidade é e tende a continuar sendo fortemente renovável, ocupando o primeiro posto entre os países de grande economia no mundo. Embora os números, em termos percentuais, de participação da hidroeletricidade na matriz geradora tendam a se reduzir, o sistema continuará sendo eminentemente hidroelétrico dentro dos próximos anos, tanto pelo potencial ainda a ser explorado, quanto pelos investimentos que ainda existem no setor.

Com relação à questão socioambiental, inclusive nos documentos de planejamento, se notou que sempre há indicadores que permitem estabelecer uma análise crítica sobre a adequação do desenvolvimento do setor elétrico às diretrizes estabelecidas a respeito desta questão. Entretanto ainda há inúmeras críticas de organizações especializadas nestes assuntos, além da própria empresa que está à frente do planejamento reconhecer que se pode melhorar. Uma possível solução seria o diálogo aberto entre ambas as partes de modo que se possa encontrar um denominador comum onde haja o melhor equilíbrio entre impactos causados e desenvolvimento do setor energético.

Por fim destaca-se a complexidade da elaboração de um planejamento para um país de dimensões continentais como o Brasil. Não é algo trivial o desenvolvimento de um planejamento deste porte, pois os fatores envolvidos acabam sendo diversos, como a procura pela forma ótima de exploração de regiões com tipos diferentes de potencial de geração, locais de preservação que inviabilizam qualquer projeto de expansão, entre outros. Também se ressalta a importância dos órgãos competentes em cada vez mais procurar expandir e melhorar o que vem sendo desenvolvido e de fiscalizar o cumprimento das diretrizes estabelecidas nos documentos do planejamento.

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, A. R.; **Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica**. Pontifícia Universidade Católica (Dissertação de Mestrado). Rio de Janeiro/RJ, 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: Junho de 2015.

CARVALHO, C. B.; **Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo**. Universidade Estadual de Campinas (Tese de Doutorado). Campinas/SP, 2005.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.A.; ELY, R. N.; **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020: Análise do método, metas e riscos**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – UFRJ. Rio de Janeiro, 2012.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. Disponível em: <http://www5.cepel.br/main.jsp?lumPageId=4028E49E325E430B01325F8AA0E23338&lumS=cepelinternet.produto&CodProduto=4028B88136E3DBC70136E40CF79820E5&lumItemId=4028B88136E3DBC70136E40CF7AD20E7>>. Acesso em: Junho de 2015.

COMCIÊNCIA – **Histórico do Planejamento Energético no Brasil**. Disponível em: <http://www.comciencia.br/reportagens/2004/12/02.shtml>>. Acesso em: Maio de 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **1ª revisão quadrimestral das Projeções de Demanda da Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro/RJ, 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **2ª revisão quadrimestral das Projeções de Demanda da Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro/RJ, 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Custo Marginal de Expansão**. Rio de Janeiro/RJ, 2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2016-2015 – Sumário Executivo**. Rio de Janeiro/RJ, 2006.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2014-2023**. Rio de Janeiro/RJ, 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**. Rio de Janeiro/RJ, 2009.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 - Sumário**. Rio de Janeiro/RJ, 2010.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 - Sumário**. Rio de Janeiro/RJ, 2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 - Sumário**. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 - Sumário**. Rio de Janeiro/RJ, 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos**. Rio de Janeiro/RJ, 2009.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro/RJ, 2015.

GOMES, A.C. S.; ABARCA, C. D. G.; FARIA, E. A. S. T.; FERNANDES, H. H. O.; **O Setor Elétrico**. Artigo submetido ao site do BNDES. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: Maio de 2015.

GUIMARÃES, F. B.; NASSER, I. C.; ANDRADE, D. B.; MACHADO, R. H. S.; FILHO, M.M.; **Avaliação das Condições de Atendimento à Demanda Máxima em Horizonte Decenal**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 16, Nº 2, 2º Sem. 2010, pp. 7-21. Brasil, 2010.

GREENPEACE – **Análise do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. São Paulo/SP, 2014.

JÚNIOR, A. O. P.; **Modelagem da Operação Ótima da Indústria de Energia Elétrica no Brasil**. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Dissertação de Mestrado). Rio de Janeiro/RJ, 2000.

MARTINS, K. S.; **Planejamento Energético no Brasil: A Incorporação de uma Lógica Sustentável**. Universidade Federal de Santa Catarina (Dissertação de Mestrado). Florianópolis/SC, 2010.

MASSAGARDI, M. A.; FERNANDES, V.; VASCONCELOS, E. C.; JANISSEK, P.; **Análise crítica do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2021 – Questões socioeconômicas e ambientais decorrentes das estratégias para o etanol combustível**. Revista Brasileira de Ciências Ambientais, Número 29, Setembro 2013.

MME- Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Brasília/DF, 2014.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Informativo Preliminar Diário da Operação**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>>. Acesso em: Junho de 2015.

SILVA, T. C. T.; **Cenários Futuros de Oferta e Demanda de Energia Elétrica: Simulações do Possível Racionamento até 2011**. Pontifícia Universidade Católica (Dissertação de Mestrado). Rio de Janeiro/RJ, 2008.

TANCREDI, M.; ABBUDD, O. A. **Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?** Núcleo de Estudos e Pesquisa, Senado Federal. Brasília/DF, 2013.

ZIMMERMANN, M. P.; **Aspectos Técnicos e Legais Associados ao Planejamento da Expansão de Energia Elétrica no Novo Contexto Regulatório Brasileiro**. Pontifícia Universidade Católica (Dissertação de Mestrado). Rio de Janeiro/RJ, 2007.

ANEXO A – TABELAS DO PDE 2006-2015

Tabela 14. Consumo de energia elétrica do PDE 2015.

Consumo	2006	2010	2015
Consumo potencial (TWh)	373,5	483,5	617,7

Fonte: EPE (2006)

Tabela 15. Consumo de eletricidade na rede por subsistema do PDE 2015.

Sistemas (TWh)	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN	Sistemas Isolados	Brasil
2005	23,5	47,5	209,1	58,8	338,9	7,2	346,1
2010	30,7	61,2	266,8	73,9	432,6	10,9	443,5
2015	45,5	78,1	335,1	92,2	550,9	16,0	566,9

Fonte: EPE (2006)

Tabela 16. Consumo de eletricidade na rede por classe de consumidor do PDE 2015.

Consumo (TWh)	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Brasil
2005	82,3	161,1	52,9	49,8	346,1
2010	109,2	198,4	73,4	62,6	443,5
2015	142,5	244,7	101,9	77,8	566,9

Fonte: EPE (2006)

Tabela 17. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2005.

Fonte	Capacidade (MW)	Participação (%)
Hidroelétrica	68.637	73,3
Térmica	12.407	13,2
Nuclear	2.007	2,1
Outras fontes renováveis	2.899	3,1
Importação contratada	7.778	8,3
Total	93.728	100,0

Fonte: Adaptada de EPE (2006)

Tabela 18. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão em km no PDE 2015.

Status	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Existente	2.698	1.612	27.023	6.785	8.834	35.140	82.092
Evolução 06-15	5.394	4.900	19.783	8	839	10.203	41.127
Estimativa 2015	8.092	6.512	46.806	6.793	9.673	45.543	121.219

Fonte: EPE (2006)

ANEXO B – TABELAS DO PDE 2008-2017

Tabela 19. Consumo de energia elétrica do PDE 2017.

Consumo	2008	2012	2017
Consumo potencial (TWh)	434,2	537,2	699,6

Fonte: EPE (2008)

Tabela 20. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2007.

Fonte	Capacidade (MW)	Participação (%)
Hidroelétrica	76.400	71,2
Térmica	17.234	16,1
Nuclear	2.007	1,9
Outras fontes renováveis	4.360	4,0
Importação contratada	7.250	6,8
Total	107.251	100,0

Fonte: Adaptada de EPE (2008)

ANEXO C – TABELAS DO PDE 2010-2019

Tabela 21. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2009.

Fonte	Capacidade (MW)	Participação (%)
Hidroelétrica	74.279	71,2
Térmica	13.302	12,8
Nuclear	2.007	1,9
Outras fontes renováveis	7.645	7,4
Importação contratada	6.365	6,1
Total	103.598	100,0

Fonte: EPE (2010)

Tabela 22. Estimativa da evolução física do sistema de transmissão em km no PDE 2019.

Status	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Existente	2.698	1.612	33.507	6.791	9.394	41.580	95.582
Evolução 10-19	0	9.350	16.146	17	538	10.746	36.797
Estimativa 2019	2.698	10.962	49.653	6.808	9.932	52.326	132.379

Fonte: EPE (2010)

ANEXO D – TABELAS DO PDE 2011-2020

Tabela 23. Consumo de energia elétrica e eficiência energética do PDE 2020.

Consumo	2011	2015	2020
Consumo potencial (GWh)	481.752	596.207	764.193
Energia conservada (GWh)	2.715	15.042	34.120
Consumo final (GWh)	479.037	581.165	730.073
Porcentagem de energia conservada	0,6	2,5	4,5

Fonte: EPE (2011)

Tabela 24. Consumo de eletricidade na rede por subsistema do PDE 2020.

Sistemas (GWh)	Norte	Nordeste	Sudeste/ CO	Sul	SIN	Sistemas Isolados	Brasil
2011	31.058	62.867	266.154	74.259	434.346	7.092	441.439
2015	46.780	76.466	317.967	86.653	527.866	1.903	529.769
2020	68.837	96.814	385.447	105.500	656.598	2.494	659.092

Fonte: EPE (2011)

Tabela 25. Consumo de eletricidade na rede por classe de consumidor do PDE 2020.

Consumo (GWh)	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Brasil
2011	112.690	193.437	74.102	61.210	441.439
2015	135.682	229.870	93.495	70.723	529.769
2020	166.888	283.707	123.788	84.709	659.092

Fonte: EPE (2011)

ANEXO E – TABELAS DO PDE 2013-2022

Tabela 26. Consumo de energia elétrica e eficiência energética do PDE 2022.

Consumo	2013	2017	2022
Consumo potencial (GWh)	524.992	648.078	834.349
Energia conservada (GWh)	4.976	22.264	49.254
Consumo final (GWh)	520.016	625.814	785.095
Porcentagem de energia conservada	0,9	3,4	5,9

Fonte: EPE (2013)

Tabela 27. Consumo de eletricidade na rede por subsistema do PDE 2022.

Sistemas (GWh)	Norte	Nordeste	Sudeste/ CO	Sul	SIN	Sistemas Isolados	Brasil
2013	33.576	66.664	280.626	80.411	461.276	5.284	466.561
2017	44.498	79.904	330.850	93.545	548.797	2.009	550.806
2022	53.819	100.115	402.373	113.156	669.463	2.545	672.008

Fonte: EPE (2013)

Tabela 28. Consumo de eletricidade na rede por classe de consumidor do PDE 2022.

Consumo (GWh)	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Brasil
2013	121.890	190.914	83.230	70.527	466.561
2017	145.528	219.556	104.387	81.335	550.806
2022	178.659	257.397	138.979	96.974	672.008

Fonte: EPE (2013)

Tabela 29. Capacidade instalada por tipo de fonte em Dezembro/2012.

Fonte	Capacidade (MW)	Participação (%)
Hidroelétrica	78.305	66,0
Térmica	16.469	14,0
Nuclear	2.007	2,0
Outras fontes renováveis	15.322	13,0
Importação contratada	6.200	5,0
Total	118.303	100,0

Fonte: EPE (2013)

Tabela 30. Estimativa da expansão das linhas de transmissão em km no PDE 2022.

Status	±800 (kV)	750 (kV)	±600 (kV)	500 (kV)	440 (kV)	345 (kV)	230 (kV)	Total
Existente (2012)	0	2.683	1.612	35.534	6.727	10.225	47.376	104.158
Evolução 13-17	0	0	4.750	20.725	144	250	9.347	35.216
Evolução 18-22	7.279	0	0	8.337	0	0	746	16.362
Estimativa 2022	7.279	2.683	6.362	64.596	6.871	10.476	57.468	155.736

Fonte: EPE (2013)