

Anexo

A expansão da oferta de energia elétrica no horizonte 2050 foi analisada com base em simulações de um modelo de otimização da expansão. De forma sucinta, o objetivo de uma simulação é determinar um cronograma de expansão que minimize o valor presente do custo total de investimento em novas usinas geradoras e interligações, custos operacionais e custos de déficit de energia elétrica, levando em consideração restrições de expansão, de operação, ambientais e requisitos de confiabilidade.

A decisão econômica de escolha da melhor alternativa de expansão (solução “ótima”) é baseada na minimização do valor presente do custo total de expansão do sistema, que é a soma dos custos de investimento de todos os projetos mais os custos operacionais de todo o sistema, incluindo o sistema existente e projetos, durante todos os anos do estudo.

O subproblema de operação trabalha não apenas com a minimização do custo para condições de hidrologia média, mas também buscando a expansão de um sistema que considere o custo de operação para o cenário de hidrologia crítica. As restrições de atendimento a demanda de energia nestes dois cenários são feitas em base trimestral.

Além da restrição de atendimento à demanda de energia, o modelo incorpora uma restrição de atendimento à potência máxima requerida num determinado trimestre. Essa restrição tornou-se particularmente importante neste estudo pela perspectiva de uma participação crescente de fontes de geração renováveis intermitentes: os parques eólicos são susceptíveis a reduções de capacidade de geração em qualquer momento do dia, na ausência de ventos, e as usinas solares fotovoltaicas não geram durante o período da noite, além de poderem apresentar variações de geração ao longo do dia em função da nebulosidade. Com uma maior participação dessas fontes, o atendimento da demanda instantânea pode ficar comprometido não apenas para o período da ponta do sistema elétrico, mas em qualquer momento do dia. Esse problema pode tornar-se ainda crítico com o comprometimento da capacidade de geração das usinas da Amazônia no segundo semestre do ano, quando as vazões dos rios reduzem drasticamente.

Dentre os principais dados de entrada do modelo estão os parâmetros referentes às diversas tecnologias oferecidas ao modelo como opções para a expansão. Dentre esses parâmetros destacam-se os seguintes: fator de capacidade, fator de disponibilidade para o balanço de potência, e os dados de custos de investimento e custos de operação e manutenção.

O fator de capacidade (FC) é um parâmetro básico utilizado em avaliações energéticas e econômicas da operação do sistema elétrico. Analiticamente, é definido pela relação entre a geração da usina ao longo de um certo período (mês, trimestre ou ano) e sua potência instalada. No modelo, o FC das fontes renováveis é um dado de entrada e se refere à disponibilidade de recurso (água, vento, sol e biomassa) em um determinado trimestre, respeitando assim a sazonalidade do mesmo. Esses dados são apoiados em estudos técnicos, dados de monitoramento e referências nacionais e internacionais. Já para as termelétricas o fator de capacidade é um dado de saída, pois o modelo buscará otimizar a operação dessas usinas para minimização dos custos operativos. Porém, há usinas termelétricas com requisitos de inflexibilidade (fator de capacidade mínimo), que devem ser respeitados.

A determinação do fator de capacidade de usinas hidrelétricas (UHE) é feita a partir de uma simulação a usinas individualizadas da operação do sistema gerador nacional, utilizando-se o maior histórico de vazões naturais disponível. No PNE 2050, o cálculo da Energia Firme (EF) e Energia Média (EM) foi feito com base em resultados de simulações do programa MSUI, desenvolvido pelo Eletrobrás. Para efeito desse cálculo, considera-se o parque gerador composto por todas as usinas hidrelétricas, existentes e futuras, para as quais se dispõe de dados suficientes exigidos pelo programa computacional. Para as demais usinas hidrelétricas (UHE ou PCH) não representadas no programa MSUI, os valores de EF e EM foram estimados com base em valores extraídos dos respectivos estudos de inventário e/ou viabilidade.

No caso das fontes de geração não tradicionais (cogeração a partir da biomassa da cana-de-açúcar, parques eólicos etc.) cabem algumas considerações específicas. O cálculo dos fatores de capacidade das termelétricas movidas à bagaço de cana-de-açúcar segue a mesma lógica econômica das térmicas tradicionais, porém leva em conta a disponibilidade do combustível, condicionada pela sazonalidade da colheita da cana-de-açúcar e o processo industrial de produção do açúcar

e do etanol. De fato, o ciclo da cana-de-açúcar restringe a oferta de bagaço a pouco mais de sete meses por ano, o que limita o fator de capacidade médio anual destas termelétricas a cerca de 60%. Nesse estudo, adotou-se a premissa de que estas usinas, por se tratarem, em geral, de usinas de cogeração, produzem energia elétrica excedente apenas durante a safra, ou seja, sem capacidade de armazenamento de bagaço para produção de eletricidade durante a entressafra.

As usinas eólicas, assim como as hidráulicas, têm baixíssimo custo operacional e são dependentes de uma energia primária não estocável. Embora estejam também sujeitas a condições climatológicas que afetam o regime dos ventos, não há registro de períodos recessivos prolongados que caracterizem “períodos críticos”, como no caso das hidrelétricas. Assim, neste estudo é assumido que a energia “firme” associada à fonte eólica é a mesma para ambos os cenários de hidrologia crítica ou média. Cumpre destacar ainda que as diversas fontes renováveis de geração no Brasil apresentam também certa complementaridade de suas variações sazonais ao longo do ano.

A seguir são descritas as hipóteses gerais, os parâmetros utilizados por fonte, a descrição de alguns casos gerais e a lista das 64 simulações conduzidas para a expansão da geração elétrica.

I. Hipóteses Gerais

1. Fontes e Tecnologias

- a. Fontes e tecnologias consideradas como alternativas de expansão no PNE:
 - i. Hidrelétrica: novas UHE e PCH; há possibilidade de repotenciação de UHEs existentes;
 - ii. Biomassa: cana, cavaco, resíduos lenhosos; inclusive a consórcio de combustíveis;
 - iii. Eólica: *onshore* e *offshore*;
 - iv. Solar: fotovoltaica (PV) e heliotérmica;
 - v. Gás Natural;
 - vi. Carvão Mineral: nacional;
 - vii. Nuclear;
 - viii. Atendimento à demanda de potência através de Potência Complementar (Ver item 8 da Seção II deste Anexo, na página A-8);
 - ix. CCS (para carvão e gás natural);
 - x. PV+bateria.
- b. Além disso, foram consideradas qualitativamente:
 - i. Biomassa: resíduos agrícolas, pecuários, urbanos; tecnologias de condensação, gaseificação e biodigestão;
 - ii. Oceânica: ondas, correntes e pressão osmótica;
 - iii. Bio-CCS e Coqueima;
 - iv. Carvão Mineral: nacional, importado, tecnologias de gaseificação e supercrítico.
 - v. Hidrogênio;
 - vi. Armazenamento: UHR e Baterias;
 - vii. Transmissão sem fio.
- c. Sazonalidade: As contribuições de cada tecnologia diferem entre si, considerando a sazonalidade das fontes nos trimestres e nos subsistemas, mas sempre contribuem com a média tanto em energia quanto no balanço de ponta.

2. Ano base: 2015

3. Custo de Investimento:

- a. Os custos de investimento (Faixas de CAPEX e valor utilizado) e de O&M, de cada fonte, foram obtidos a partir das informações dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos de geração, estudos de viabilidade e inventário de UHE, referências nacionais e internacionais, informações prestadas por fabricantes contatados pela EPE e estimativas a partir de conversas com o mercado, devidamente criticados e avaliados.
- b. Os valores de CAPEX englobam todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem JDC.

- c. Os valores de O&M apresentados refletem a soma dos valores fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis (onde o O&M variável está contemplado no CVU).
 - d. Os custos de investimento (faixas de CAPEX e valor utilizado) e de O&M, de cada fonte, foram obtidos do banco de dados da EPE, constituído a partir das informações dos leilões de compra de energia e referências nacionais e internacionais.
4. Juros durante a construção e Desembolsos: Para os juros durante a construção foram aplicados para cada projeto conforme o critério de desembolso específico de cada tecnologia.
 5. Combustíveis e CVU:
 - a. Os CVUs das usinas a gás natural e carvão, nacionais e importados, nucleares e a biomassa cultivada foram mantidas inalterados em termos reais (moeda constante).
 - b. O preço do gás natural varia conforme a origem do gás, a data de entrada da usina e, para as existentes, o ciclo (simples ou combinado) – pois as novas disponíveis são somente ciclo combinado flexível. A cada usina associa-se um tipo de gás com o respectivo preço, mas esse preço é mantido constante ao longo do horizonte.
 6. Taxa de Câmbio: R\$ 3,90 / US\$ (média mensal de dezembro de 2015).
 7. Taxa Real de Desconto: 8% a.a.
 8. Encargos e Impostos: Não são considerados na modelagem os efeitos dos encargos e impostos como PIS/COFINS, IR, CSLL, P&D ANEEL, CFURH e UBP. Os CVUs apresentados são isentos de impostos.
 9. Vida útil econômica: Tomou-se como referência a vida útil dos equipamentos, bem como o prazo contratual estabelecido, para cada fonte, nos últimos leilões de energia.
 10. Usinas contratadas: Foram considerados os resultados dos leilões realizados até 2018.
 11. Término de contrato: As usinas cujos contratos terminam durante o horizonte têm o seguinte tratamento, por tecnologia:
 - UHEs e Nucleares são mantidas por todo o período analisado;
 - Eólica e Solar PV são retiradas do portfólio;
 - Biomassa, Gás Natural e Carvão são ofertadas por 40% do CAPEX, apenas nos 2 anos subsequentes.
 - As UTEs a óleo Diesel e óleo combustível, que atualmente somam 5,2 GW, serão retiradas do sistema até 2030, não se considerando a possibilidade de recontração.
 12. Itaipu: É considerada a potência (14.000 MW) e a energia total (9.272 MWMed) de Itaipu, sendo a metade brasileira e o excedente da metade paraguaia, que se reduz:
 - a. a zero em 2036 no Cenário Desafio da Expansão
 - b. a zero apenas em 2050 no Cenário Estagnação.

II. Parâmetros por Fonte

1. Hidrelétrica

a. UHE

- Potencial Inventariado
 - O conjunto de projetos inventariados soma 52 GW, conforme Tabela 1 e Figura 12 do Relatório do PNE 2050.
- São consideradas quatro possibilidades de exploração do potencial:
 - Apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas: 12 GW;

- UHEs sem interferência em áreas protegidas e UHEs em áreas de unidades de conservação (UC) consideradas a partir de 2030: 22 GW (=12+10);
 - UHEs sem interferência em áreas protegidas e UHEs em terras indígenas e quilombolas (TI) consideradas a partir de 2030: 30 GW (=12+18);
 - Todo o potencial hidrelétrico inventariado (conforme definição na seção de Hidrelétricas), sendo as UHEs com interferência consideradas a partir de 2030: 52 GW (=12+10+18+12);
 - Custos:
 - As estimativas de custo foram obtidas dos projetos dos aproveitamentos disponíveis no banco de dados da EPE;
 - Foram avaliadas as informações orçamentárias desses projetos, procedendo os devidos ajustes em função das especificidades das diferentes fases de estudo (Inventário, EVTE ou Projeto Básico);
 - Como os custos de empreendimentos hidrelétricos são tratados de forma **individualizada** e dependem das características locais, pode haver grande variação no custo estimado entre projetos com a mesma faixa de potência.
 - Foram consideradas três faixas de CAPEX por potência instalada:
 - Até 299 MW: US\$ 2.600/kW
 - De 300 MW a 999 MW: US\$ 1.800/kW
 - Acima de 1.000 MW: US\$ 1.300/kW
 - O&M fixo anual: R\$ 50/kW
 - Parâmetros:
 - Energia das UHE: Para cada UHE são fornecidos valores individuais de energia firme e energia média, ambos trimestrais, calculados pelos modelos Newave e SUSHI.
 - Vida útil: 30 anos
- b. PCH**
- Potencial adicional considerado: 21,6 GW (5,5 GW já contratados e mais 16,1 GW oferecidos)
 - Potencial está dividido de maneira uniforme em três faixas de CAPEX: R\$ 5.000/kW, R\$ 7.000/kW, R\$ 9.500/kW.
- c. Usinas Internacionais (Portfólio apresentado na Tabela 1)**
- Potencial considerado: 28 GW
 - Projetos binacionais 11 GW
 - Projetos em países da América do Sul: 17 GW
 - Custo: Como parâmetro, foram consideradas as usinas na Região Norte do Brasil, em virtude da maior similaridade das condições de construção, área de desenvolvimento e de tamanho. Para avaliar sua competitividade, foram escolhidas as de custos baixos, mas adicionado o custo de transmissão até a fronteira com o Brasil (R\$ 5.000/kW).
 - Possibilidade de expansão do sistema de transmissão em até 96.000 MW adicionais ao custo de R\$ 1.800/kW.

2. Eólica

a. Onshore

- Potencial Estimado:
 - Distribuição por subsistema: 147 GW no S/SE e 215 GW no N/NE.
- Curva de Custo:

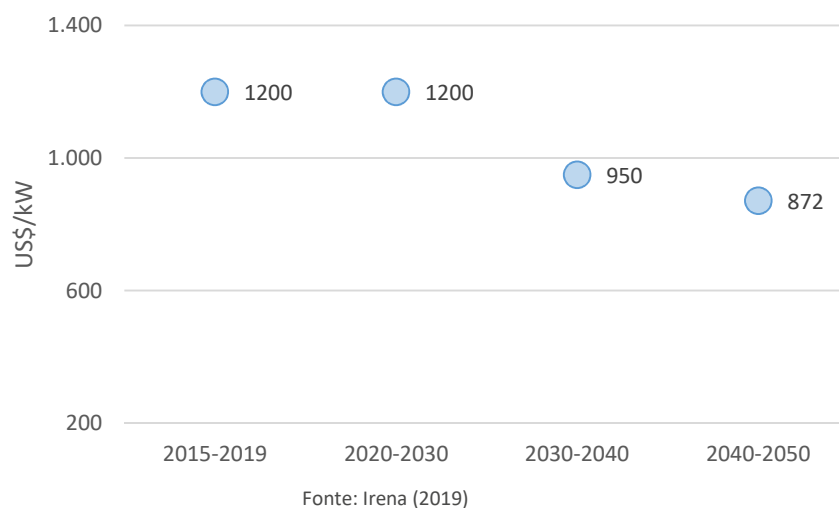


Figura A.1 – Curva de CAPEX para Eólica onshore

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 40% (Sul e SE) e 47 % (NE)
 - O&M fixo anual: R\$ 100/kW
 - Vida útil: 20 anos
- b. Offshore
 - Potencial Estimado: cerca de 700 GW.
 - Foi analisada a curva de CAPEX publicada pela IEA no final de 2019
 - Curva de Custo de O&M (R\$/kW):

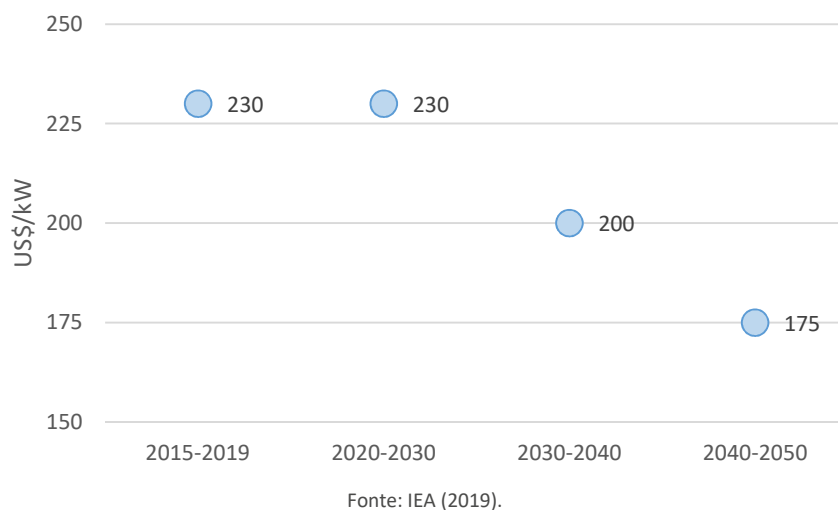
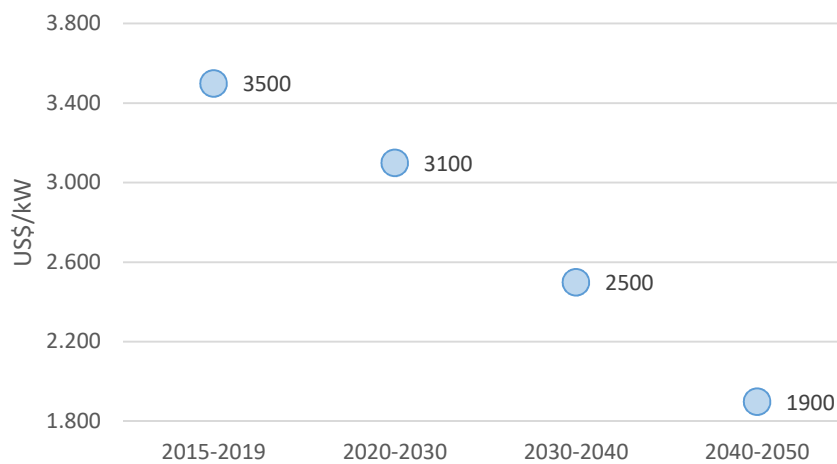


Figura A.2 – Curva de O&M para Eólica offshore



Fonte: IEA (2019).

Figura A.3 – Curva de CAPEX para Eólica offshore

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 64%
 - Vida útil: 20 anos

3. Biomassa

a. Cana-de-açúcar

- Potencial: 13 GW médios em 2050.
 - Bagaço: 9 GW médios
 - Palha: 4 GW médios

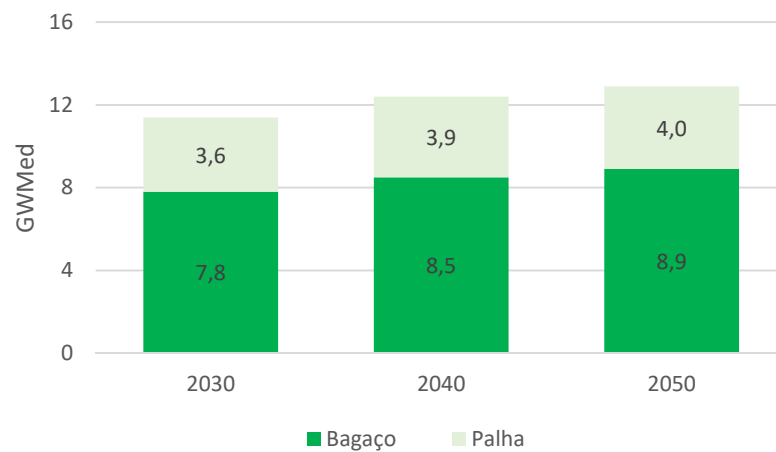


Figura A.4 – Evolução do Potencial de Biomassa de Cana-de-açúcar

- Custos
 - CAPEX: US\$ 1.200/kW
 - Custo do combustível igual a zero durante a safra: O bagaço, gerado no processamento da cana-de-açúcar, tem custo nulo. A ponta e a palha possuem custos para sua disponibilização nos empreendimentos de geração de energia, mas não foram internalizados no modelo.
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade (FC) médio: 33% (FC da UTE a biomassa de cana de açúcar é igual a 58%, mas parte é consumido para manter as usinas de açúcar e etanol funcionando, sendo

o histórico do excedente de 33%), o que representa disponibilidade de 23 GW em 2030, 25 GW em 2040 e 27 GW em 2050, a partir de bagaço. No caso da palha, os potenciais podem ser utilizados nas mesmas usinas que consomem o bagaço, de modo a reduzir a ociosidade no período entressafra.

- O&M fixo anual: R\$ 90/kW
- Vida útil: 20 anos

b. Cavaco de Madeira

- Potencial: 10,6 GW em 2050
- Custos
 - CAPEX: US\$ 1.500/kW
 - Combustível: o custo médio da lenha na bioeletricidade é de cerca de 150 R\$/MWh
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 80%
 - O&M fixo anual: R\$ 120/kW
 - Vida útil: 20 anos

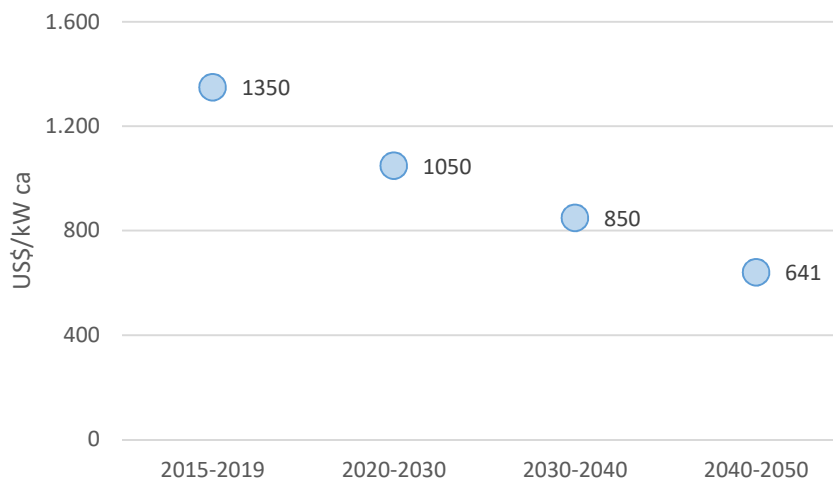
c. UTE a Biomassa

- Foi considerada uma opção adicional em que a UTE a Biomassa opera por 11 meses, sendo 7 meses a bagaço com CVU zero e 4 meses, com biomassa ao custo do insumo da tecnologia "outras biomassas", representado por custo de combustível médio ponderado entre as tecnologias. Esse complemento aceita qualquer insumo desta natureza e com custos compatíveis.

4. Solar

a. Fotovoltaica

- Potencial considerado: 307 GWp na faixa de irradiação 6.000-6.200 Wh/m².dia.
- Curva de Custo:



Fonte: Elaboração própria a partir de Irena (2019) e NREL (2019).

Figura A.4 – CAPEX de Usina Solar FV - Rastreamento 1 eixo

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 29% no S/SE e 30% no NE
 - O&M fixo anual: R\$ 65/kW reduzindo para R\$ 39/kW
 - Vida útil: 20 anos
- Outras considerações:

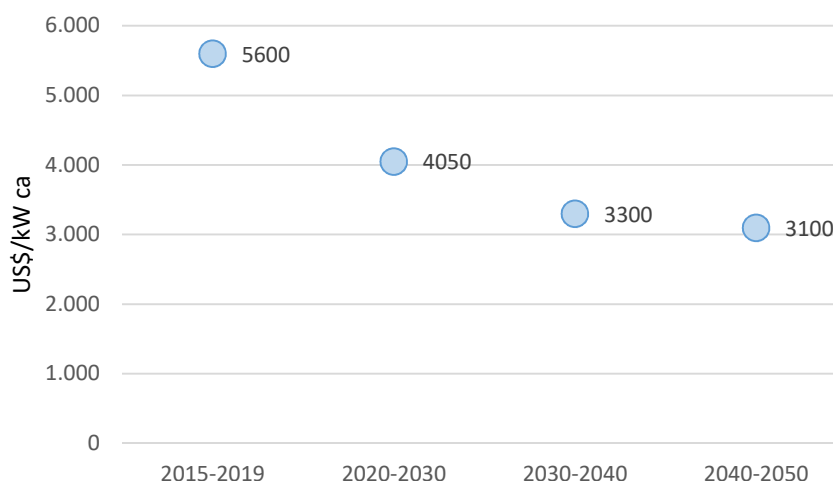
- Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo – parcela do dia em que, na maior parte do ano, há luz solar disponível) do aumento da demanda, a partir de 2030.

b. Solução integrada com bateria, para aumentar o fator de capacidade.

- Essa tecnologia representa todas as possibilidades de solar com armazenamento, como heliotérmica.
 - Fator de capacidade: 75%
 - Fator de ponta: 100%
 - CAPEX: decrescente US\$ 5.774/kW (até 2029); US\$ 4.078/kW (até 2039); US\$ 3.257/kW (até 2050)
 - O&M fixo anual: R\$ 39/kW
 - O&M variável: R\$ 11,7/MWh
 - Vida útil: 20 anos

c. Solar Heliotérmico (CSP)

- Potencial considerado:
 - Cilindro parabólico com armazenamento: 661 TWh
 - Torre solar com armazenamento: 359 TWh
- Curva de Custo:



Fonte: Irena (2016) e IEA (2014).

Figura A.5 – CAPEX de Usina Heliotérmica com armazenamento de 6h

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 41%
 - O&M fixo anual: R\$ 20/kW reduzindo para R\$ 12/kW
 - Vida útil: 20 anos

Foram realizadas 2 simulações com estes custos e parâmetros de CSP, sendo uma com todo o potencial hidrelétrico disponível e outra apenas com UHEs sem interferência em áreas protegidas. Em nenhuma das duas rodadas esses custos viabilizaram a entrada da CSP na matriz.

5. UTE a Gás Natural (GN)

- Em virtude das simulações para o PDE 2029 terem identificado que a tecnologia totalmente flexível está viável aos mesmos CAPEX e OPEX que as demais, considerou-se que isso será mantido no longo prazo. A tecnologia a ciclo simples está disponível apenas para *retrofit* de usinas existentes até 2027 (a 40% do capex). Não são ofertadas usinas novas com essa tecnologia.
- Custos:
 - CAPEX: US\$ 1.000/kW (ciclo combinado flexível)
 - CAPEX: US\$ 800/kW (ciclo simples)
 - Combustível: 97 a 242 R\$/MWh (varia conforme origem do GN e tecnologia adotada)
 - O&M fixo anual: R\$ 170/kW (ciclo combinado flexível)
 - O&M fixo anual: R\$ 270/kW (ciclo simples)
- Parâmetros:
 - Disponibilidade: 95% (como as usinas são oferecidas por “bloco de potência” e a efetiva utilização é resultado da simulação, a disponibilização é feita com o máximo, que representa 100% menos as paradas técnicas (TEIF+IP=5%))
 - Fator de capacidade: Saída do modelo
 - Vida útil: 20 anos
- As tecnologias a GN têm flexibilidade total (com preços estratificados em função de data de contrato e tipo de tecnologia);
- Disponibilidade de gás natural a US\$ 4/MMBtu equivalente a 72 milhões de m³/dia em 2050 (saldo entre oferta e demanda não termelétrica, sendo 20 no Nordeste, por conta do Pós-Sal e do terrestre, e 52 no Sudeste, por conta do Pré-Sal). A partir desse patamar, custo do gás natural sobe a US\$ 6/MMBtu e US\$ 8/MMBtu, conforme Informe Técnico DPG-SPG-01-2019.
- As usinas pré-existentes são oferecidas conforme descrito acima, ao término de seus contratos, é oferecida ao modelo a opção de recontração com *retrofit* a 40% do CAPEX, com os seguintes preços para o combustível:
 - Os *retrofits* ciclo combinado e as UTEs CC novas anteriores a 2030 receberão GN a US\$ 8/MMBtu por todo o horizonte, sem limite de importação;
 - Os *retrofits* de ciclo simples anteriores a 2030 têm GN a US\$ 10/MMBtu, por todo horizonte. Não permitimos novas usinas de ciclo simples;
 - A quantidade de GN em 2050 a US\$ 4/MMBtu tem crescimento linear a partir de 2030;
 - O fator de conversão utilizado para o ciclo combinado é de 177,7 m³/MWh
 - Após 2030, nos demais subsistemas, o *retrofit* e as usinas novas terão GN a US\$ 4/MMBtu até o limite de 72 MMm³/dia. Após esse montante as usinas novas passam a usar gás a US\$ 6/MMBtu.

6. Carvão Mineral

- Para a expansão até 2030, foram consideradas usinas com tecnologia de leito fluidizado subcrítico ao custo de 2.100 U\$/kW (limitado a 2.000 MW).
- Após 2030 foram consideradas apenas usinas com ciclo supercrítico com custos de CAPEX da ordem de US\$ 2.500/kW e oferta máxima de 23,9 GW.
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 69%
 - O&M fixo anual: R\$ 350/kW (inclui financiamento próprio)
 - Vida útil: 25 anos
 - CVU: R\$ 85/MWh (carvão nacional subcrítico)
R\$ 64/MWh (carvão nacional supercrítico)
R\$ 140/MWh (carvão importado)
- Custo mais elevado do financiamento próprio é considerado por meio de aumento proporcional do O&M Fixo.

7. Nuclear

- Custos:
 - CAPEX: US\$ 5.000/kW
 - Combustível: O custo do combustível das usinas nucleares é composto pela soma dos custos de cada uma das etapas do ciclo do urânio, que vai da mineração até a fabricação dos elementos combustíveis. O custo do combustível é da ordem de R\$ 25/MWh.
 - Descomissionamento: A apropriação dos custos de descomissionamento pode obedecer os seguintes critérios: i) pré-pagamento, ii) amortização ao longo da vida útil ou iii) seguro. Optou-se por fazer o valor amortizado e incorporado ao O&M.
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 90%
 - O&M fixo anual: R\$ 325/kW
 - Custo do combustível: R\$ 25/MWh
 - Vida útil: 30 anos
- Considerações adicionais: Plantas de Geração III+.

8. Fontes para Potência Complementar

- Potência Complementar é apenas uma representação das alternativas de atendimento ao balanço de potência, dadas as restrições de longo prazo.
- O critério de confiabilidade de suprimento adotado baseia-se em balanços simultâneos para cada subsistema, a cada trimestre do horizonte de estudo. Segundo esse critério, a soma da geração das usinas e dos respectivos intercâmbios deve ser maior ou igual à carga líquida, ou seja, não deve ocorrer déficit em nenhum subsistema, em nenhum trimestre. Vale ressaltar que o modelo de expansão considera que, em raras condições, pode ser “ótimo” do ponto de vista econômico ocorrer déficit em algum subsistema, em algum trimestre, em condição hidrológica média.
- O gerador ciclo diesel consumindo biodiesel foi escolhido como uma representação das alternativas existentes de tecnologias de partida rápida, com o objetivo de identificar o potencial a ser atendido. **Essa solução pode ser substituída por qualquer tecnologia mais barata, ou conjunto de tecnologias que prestem o serviço a contento.**
 - Custos:
 - CAPEX: US\$ 600/kW
 - O&M fixo anual: R\$ 200/kW (inclui o combustível)
 - Parâmetros:
 - Vida útil: 20 anos
- É possível sua substituição por sistemas de armazenamento mais baratos, cuja identificação deve ser realizada por modelos mais específicos. Nesse rol devem constar, dentre outras, as tecnologias de:
 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis;
 - Baterias;

9. Transmissão

- a. Os elos N-SE e N-S pressupõem linhas longas em corrente contínua (1500 a 2500 km), para expansões de grandes blocos (cerca de 4000 MW);
- b. Os elos NE-SE e N-NE referem-se a expansões em corrente alternada, da ordem de 800 a 1000 km, em blocos de 1000 a 1200 MW;
- c. O elo SE-S considera expansões em corrente alternada, com extensões inferiores a 800 km, em blocos de 1000 a 1200 MW.
- d. Custos
 - Interligação N-SE, N-S: R\$ 1.800/kW
 - Interligação NE-SE, N-NE: R\$ 1.400/kW
 - Interligação SE-S: R\$ 800/kW
- e. Vida Útil: 25 anos.

III. Casos Especiais

Mudanças climáticas

A partir dos dados de estudo Efeito das Mudanças Climáticas na Geração de Eletricidade (LIMA et al., 2014), representamos a redução na energia média e crítica das usinas dos subsistemas Norte e Nordeste na faixa de 15% para o parque existente e 25% para o parque futuro, onde os modelos climáticos tendem a concordar com uma maior redução na precipitação. De modo conservador, foi considerado que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul permaneceram inalterados, sem redução, pois, na realidade, os modelos climáticos apontam aumento da vazão no Sul e sinais divergentes ou neutros na região Sudeste.

Frota

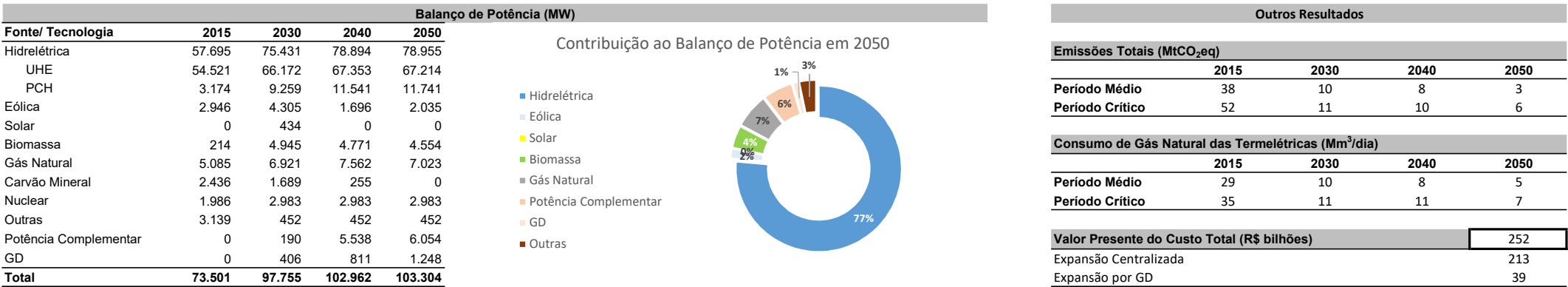
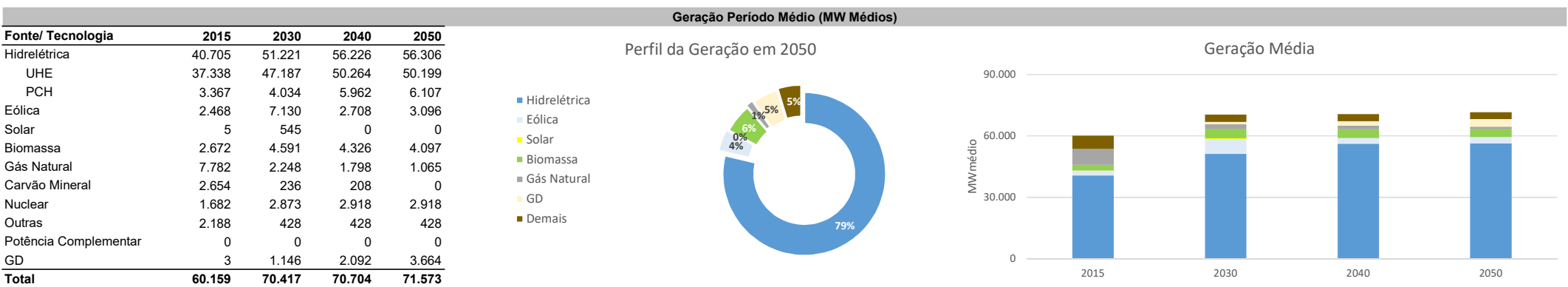
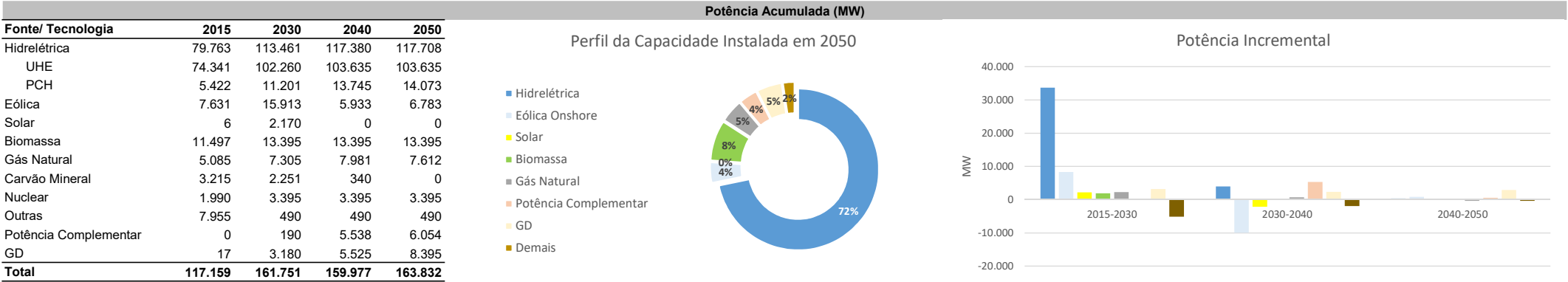
Para identificar os impactos na composição, emissões e custos da matriz elétrica caso uma disrupção aconteça no mercado de eletromobilidade, considerou-se o extremo de que toda a frota de veículos leves fosse convertida entre 2030 e 2050.

IV. Lista da Simulações

- i. Considerando apenas UHEs em áreas sem interferência com UC ou TI
 1. Estagnação
 2. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável
 3. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE
 4. Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência
 5. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)
 6. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
 7. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
 8. Repotenciação de UHE
 9. Integração Elétrica com países da América do Sul
 10. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
 11. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
 12. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
 13. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
 14. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 15. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
 16. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 17. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 18. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
 19. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 20. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
 21. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
 22. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 23. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 24. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
 25. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
 26. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX
 27. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
 28. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
 29. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu
- ii. Considerando alguma restrição no potencial hidrelétrico inventariado disponível
 30. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)
 31. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)
 32. UHEs em áreas de interferência com CAPEX dobrado
 33. UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado
 34. UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado
 35. UHEs com interferência após 2040

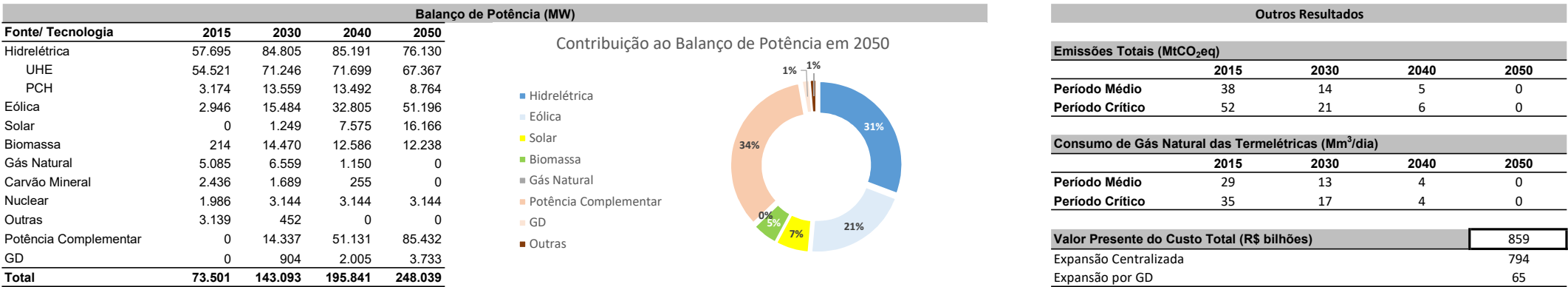
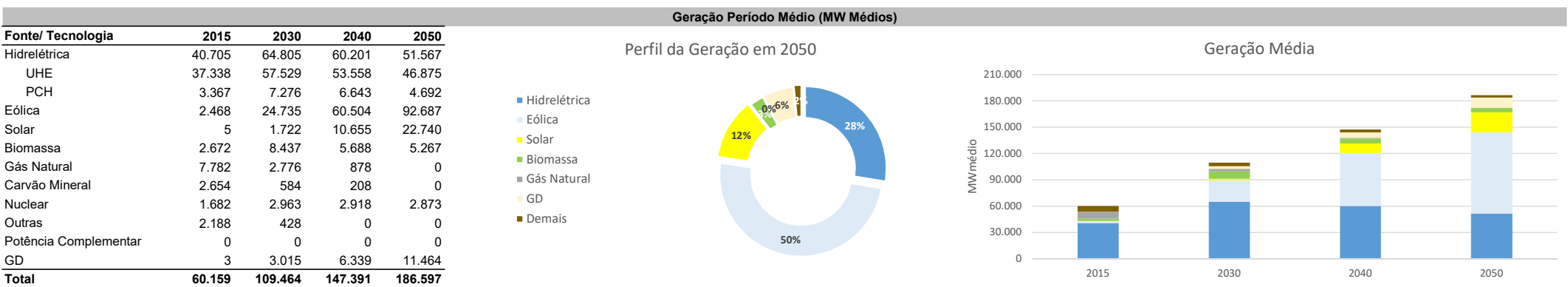
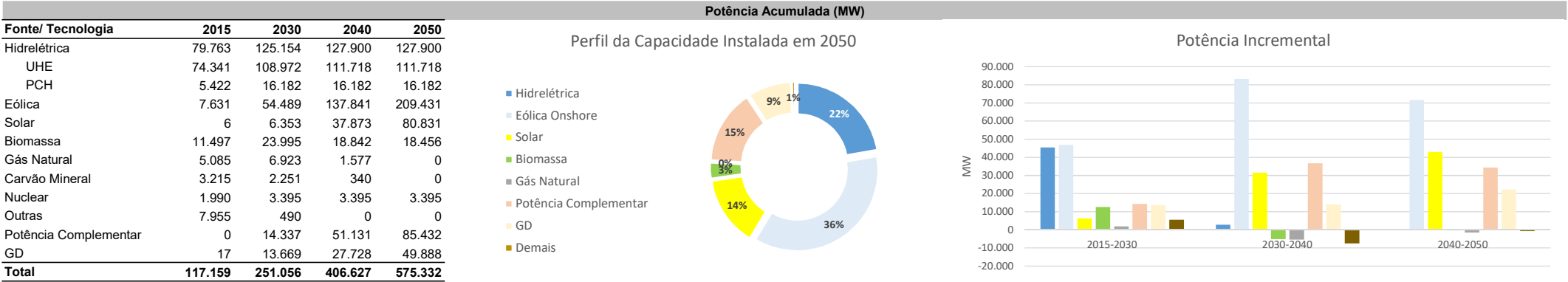
- iii. Considerando Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado Disponível
36. Estagnação
 37. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável
 38. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE
 39. Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência
 40. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)
 41. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
 42. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
 43. Repotenciação de UHE
 44. Integração Elétrica com países da América do Sul
 45. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
 46. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
 47. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
 48. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
 49. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 50. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
 51. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 52. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 53. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
 54. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 55. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
 56. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
 57. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 58. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 59. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
 60. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
 61. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX
 62. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
 63. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
 64. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

Nome		Estagnação
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão em que se considera evolução da demanda de acordo com o Cenário de Estagnação



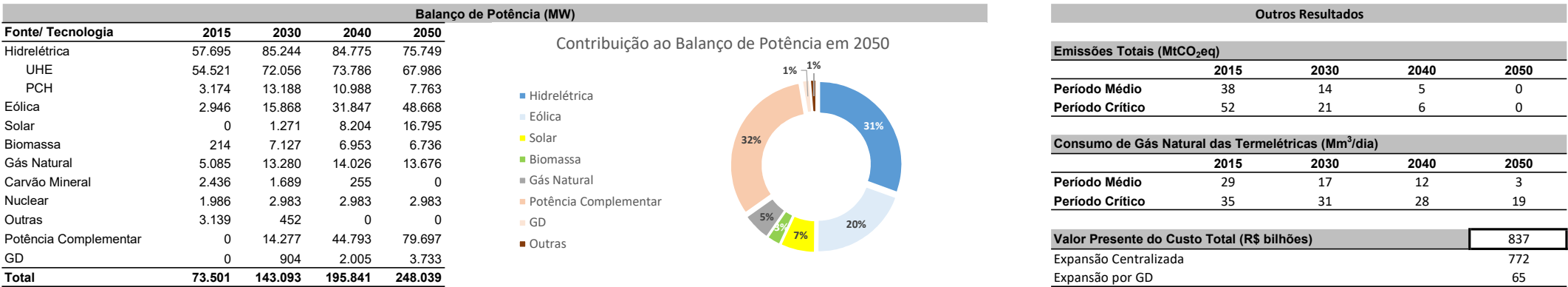
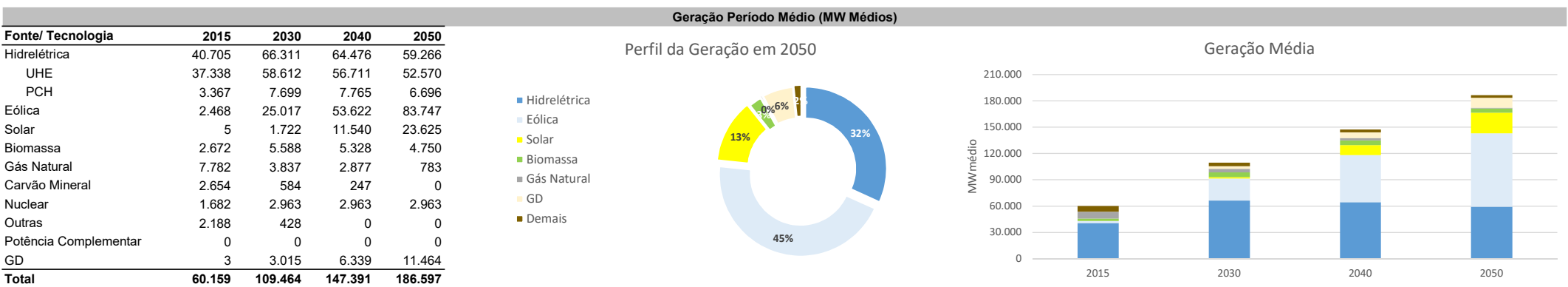
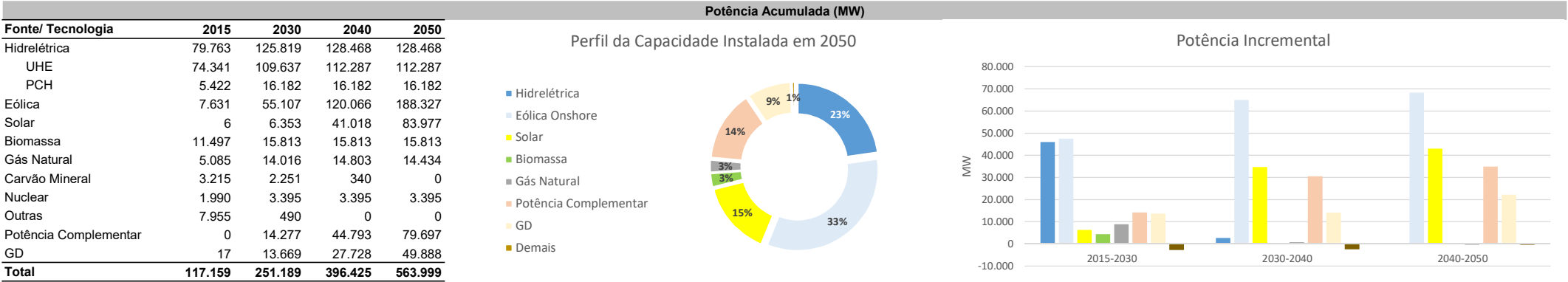
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Matriz elétrica 100% renovável em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Não é permitida expansão, nem a recontração
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Não é permitida expansão, nem a recontração
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



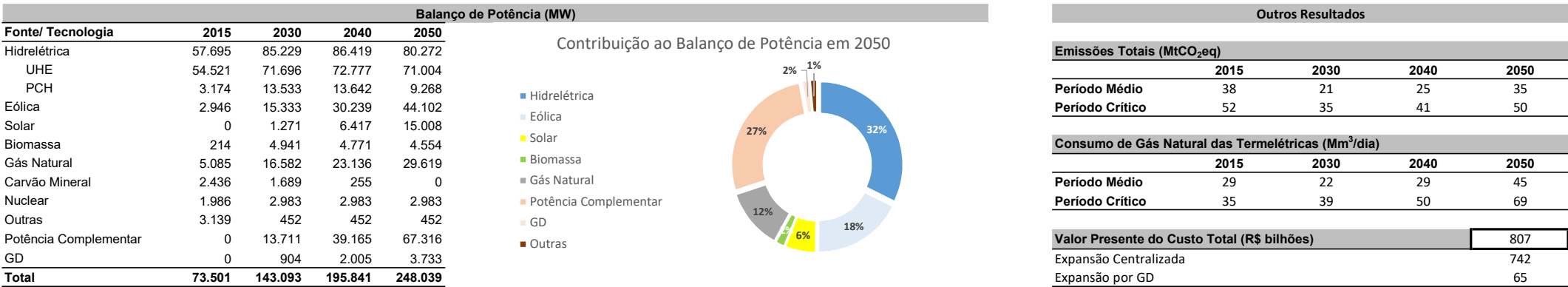
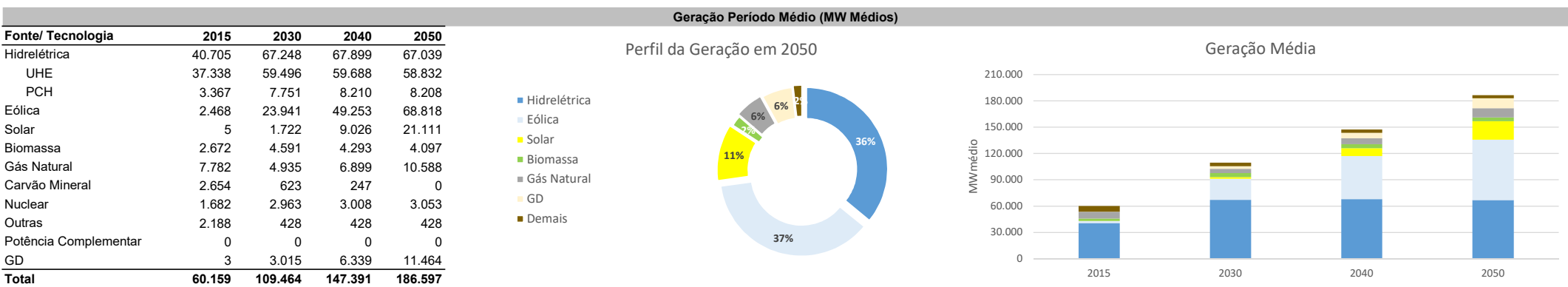
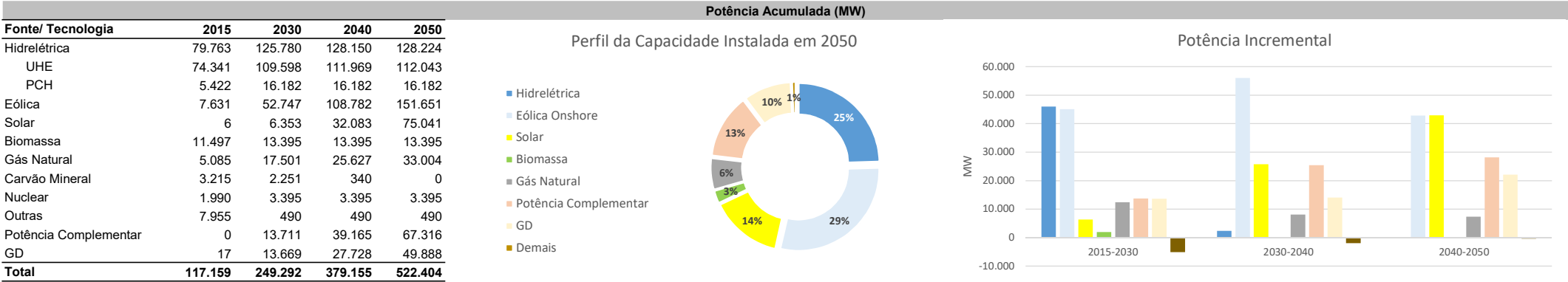
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Expansão sem fontes emissoras
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



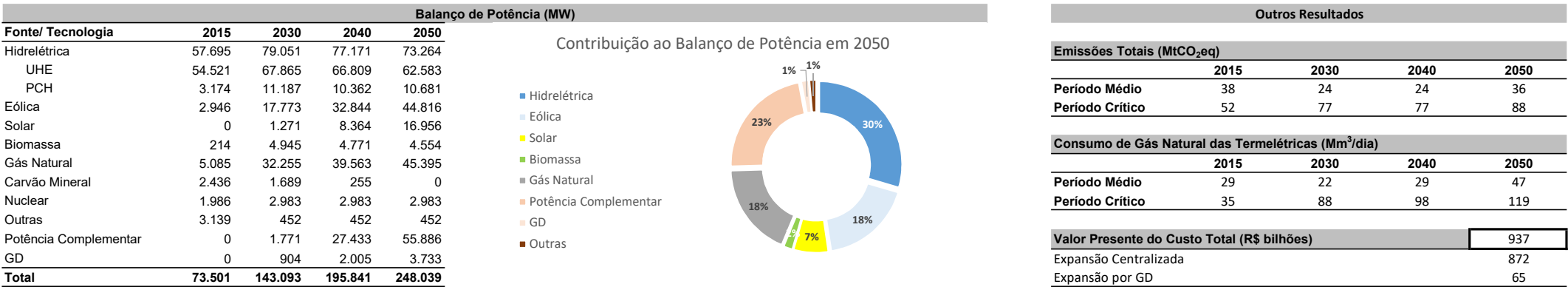
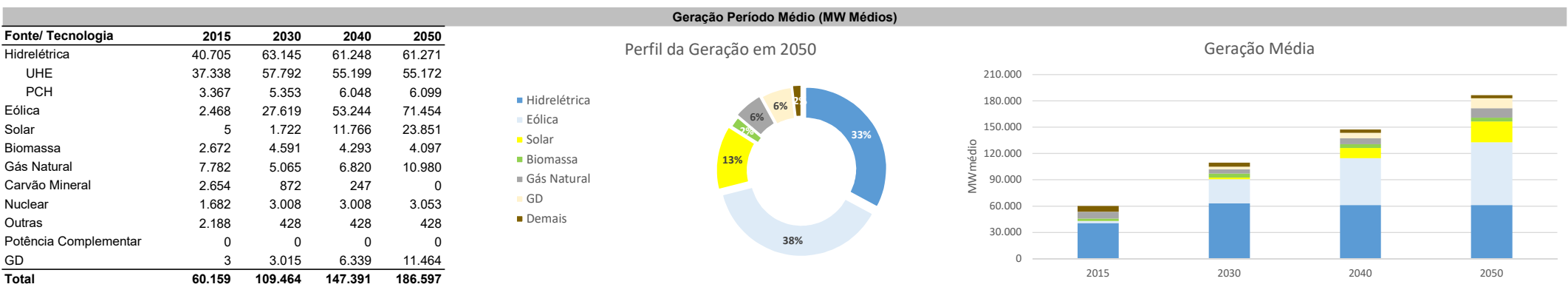
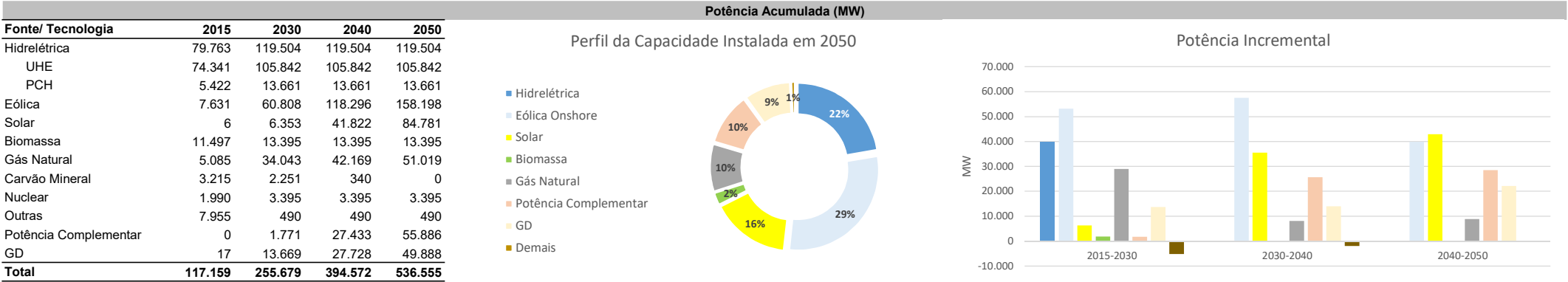
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



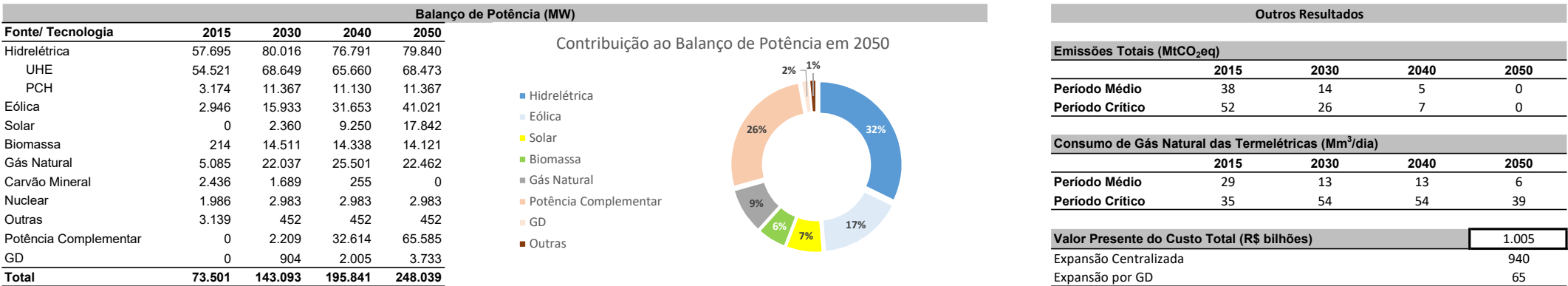
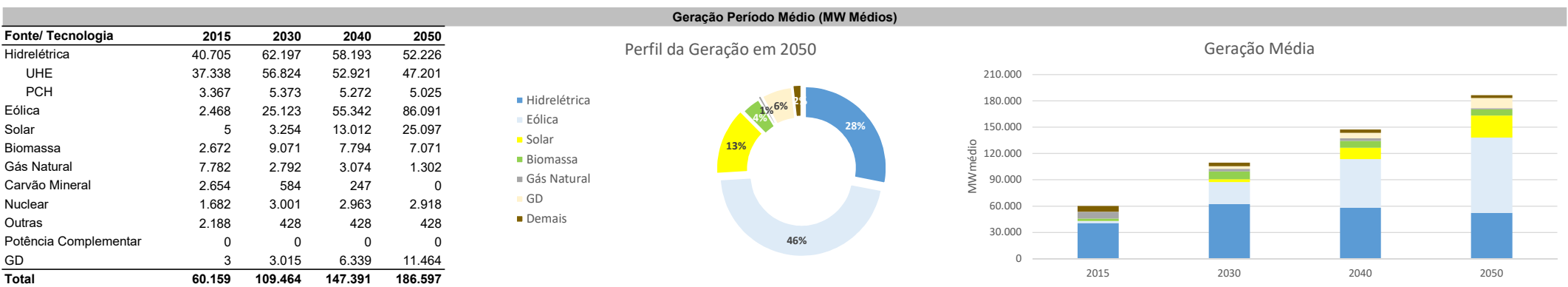
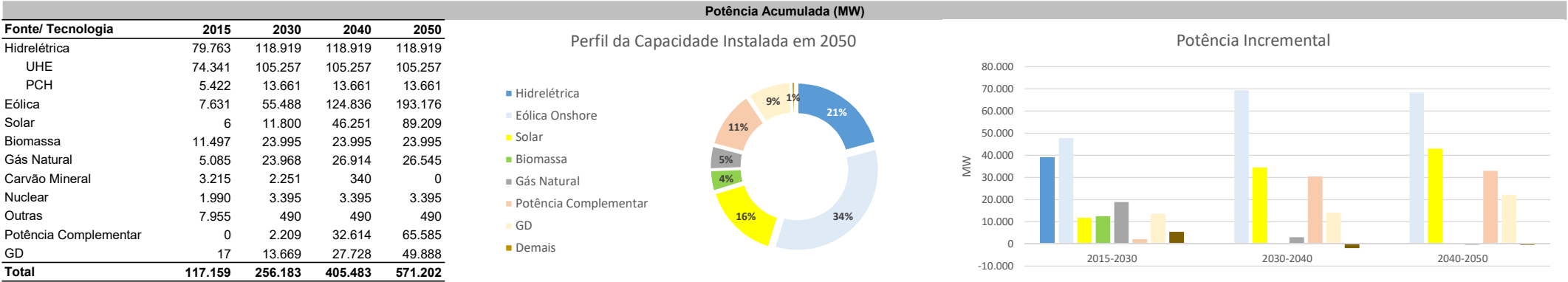
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento.
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



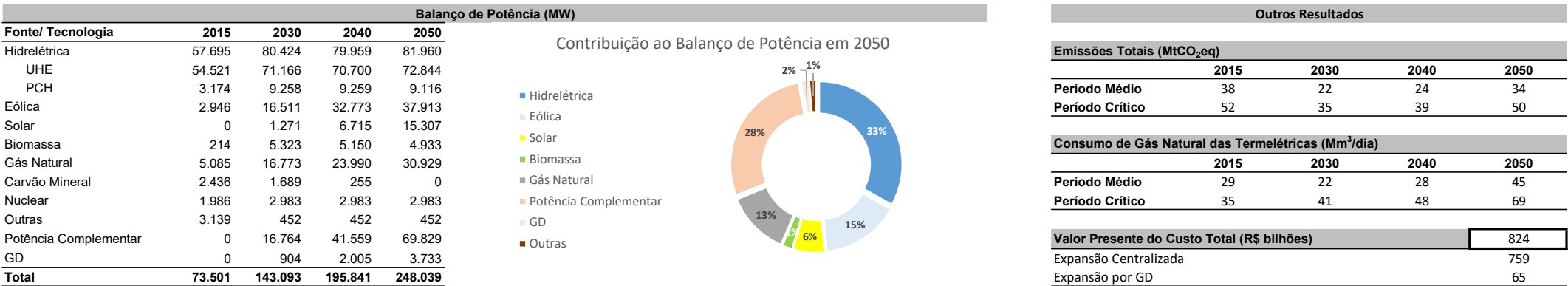
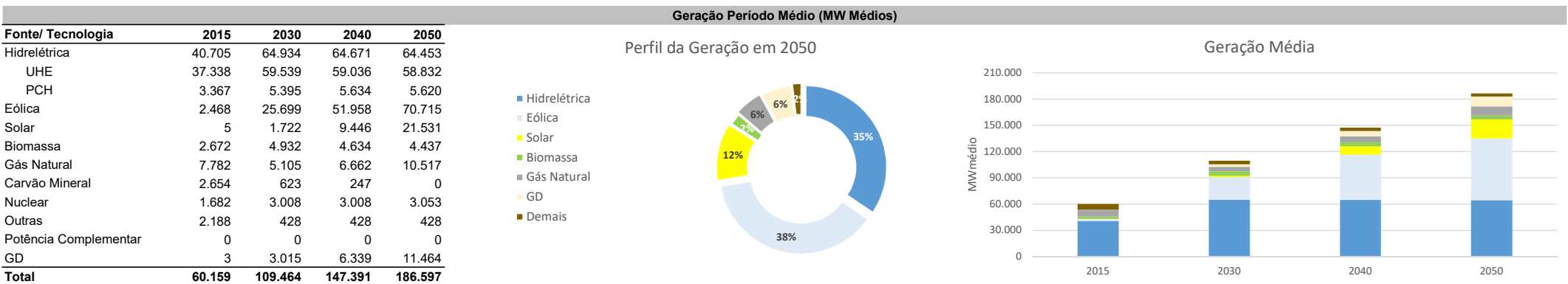
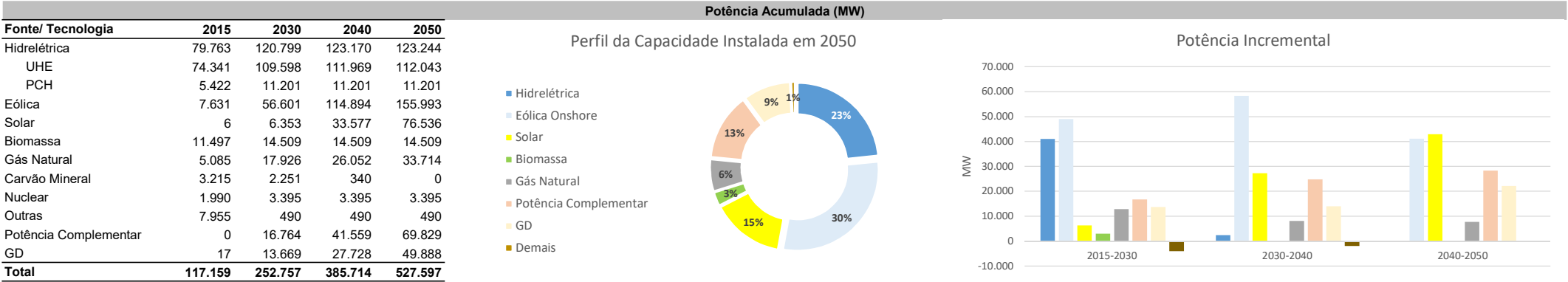
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



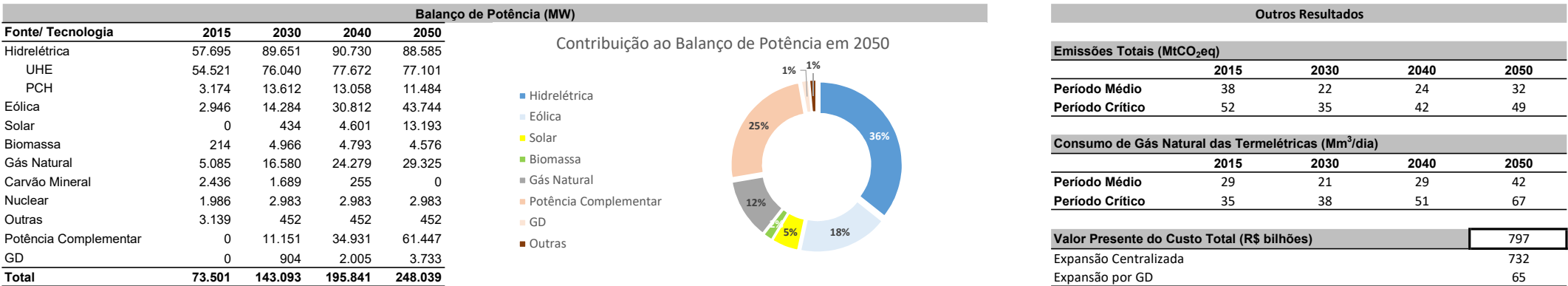
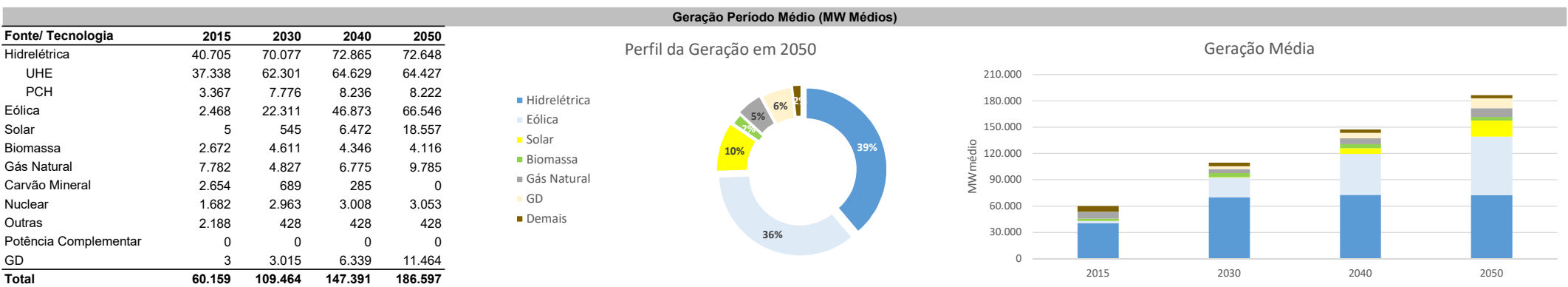
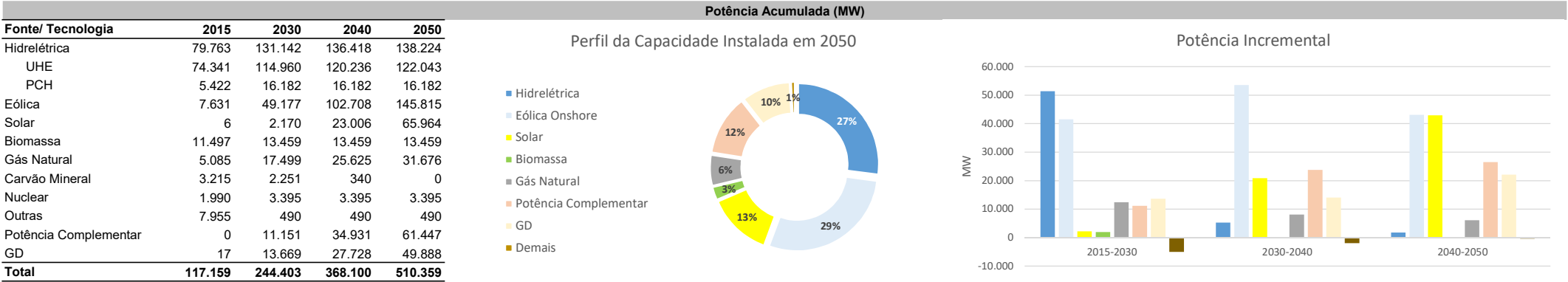
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Custo do CAPEX de PCH aumentado em 100%



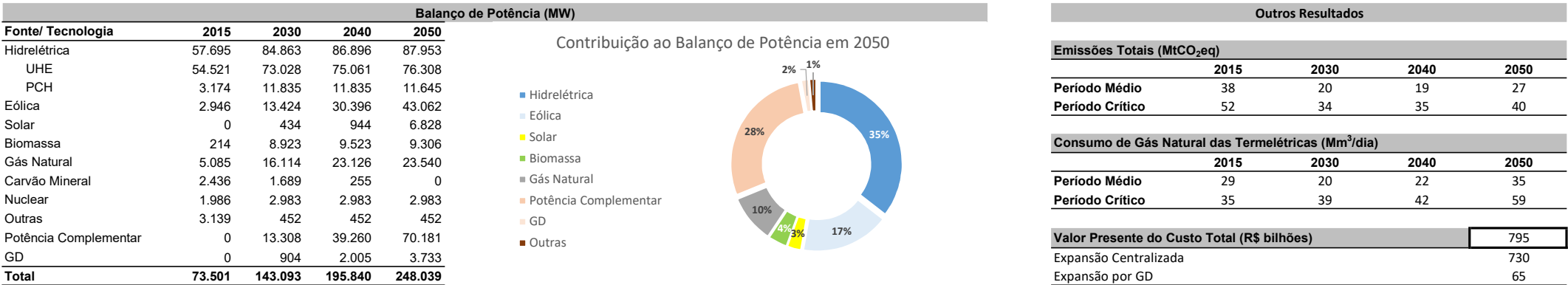
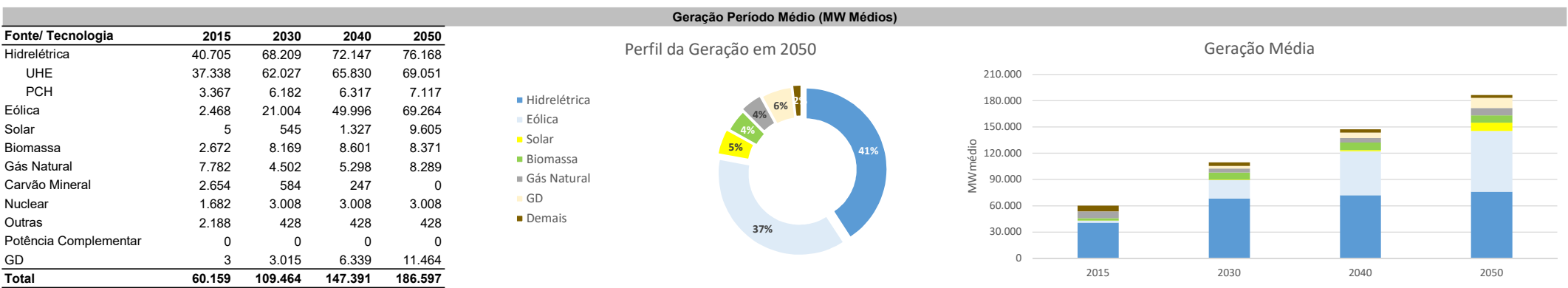
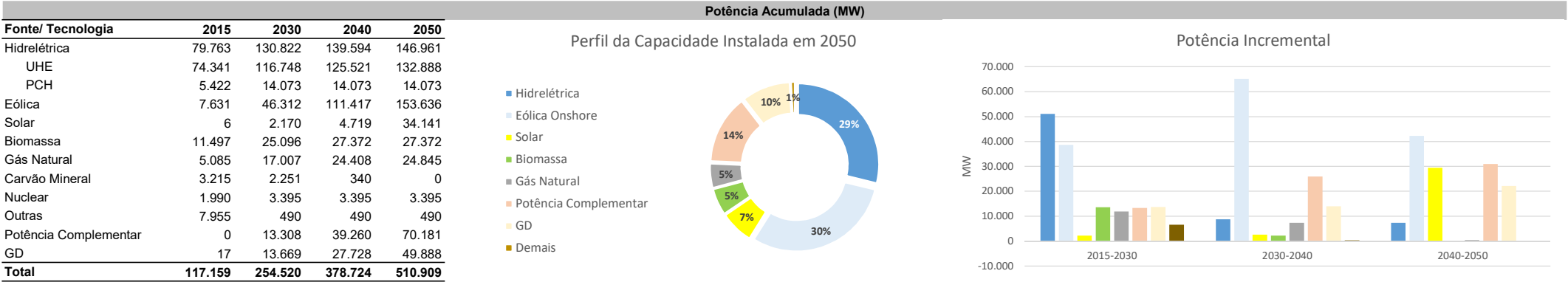
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Repotenciação de UHE
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova



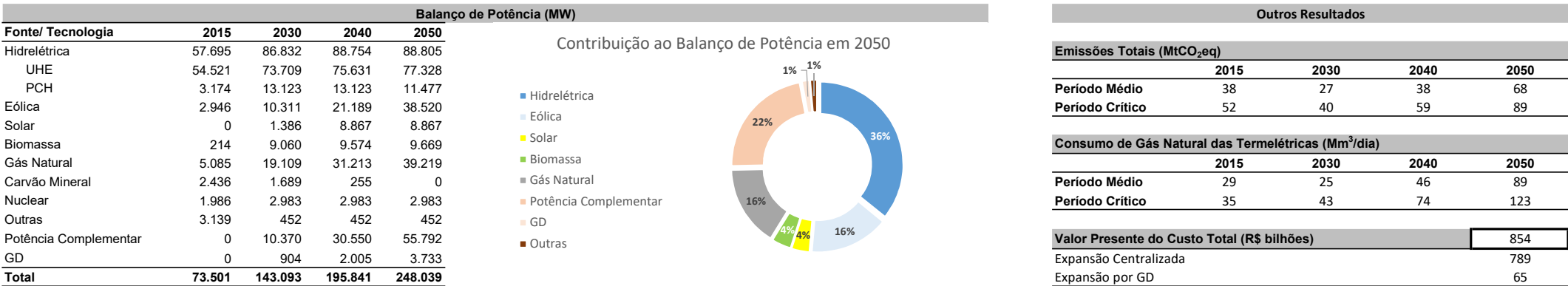
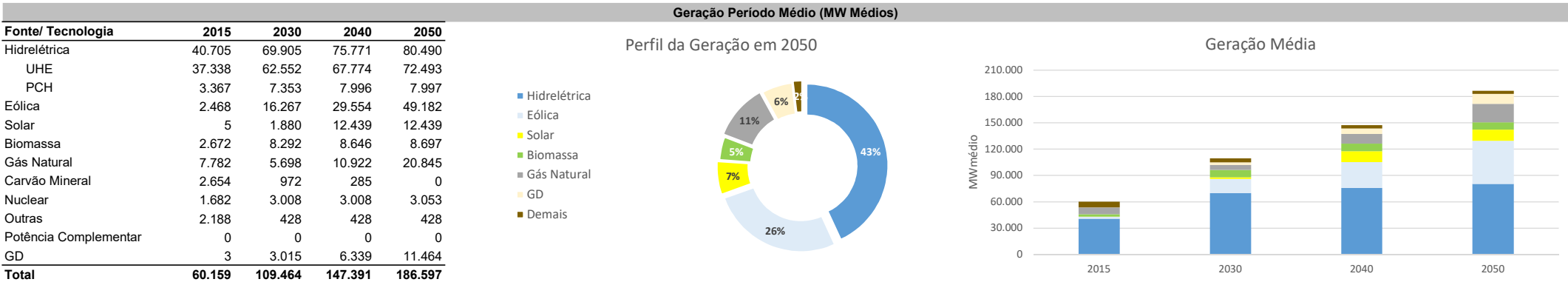
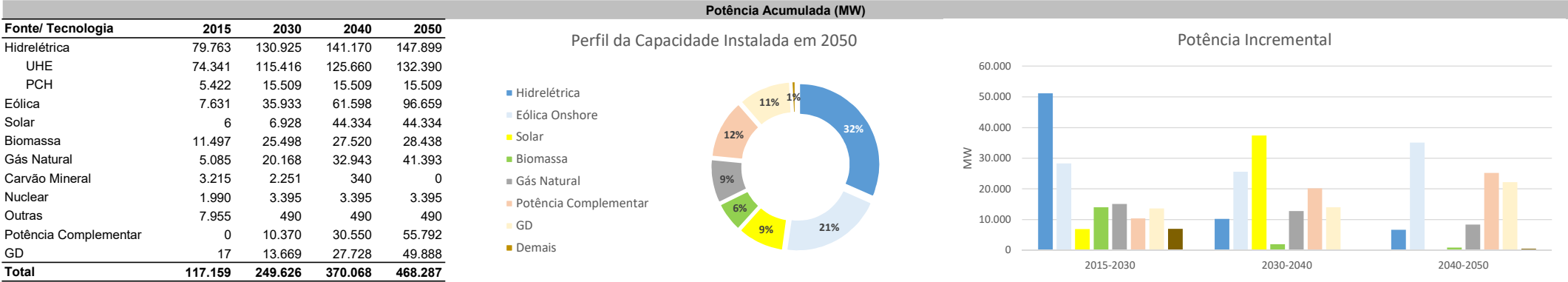
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais com custo do Sistema de Transmissão até a fronteira com Brasil incluído



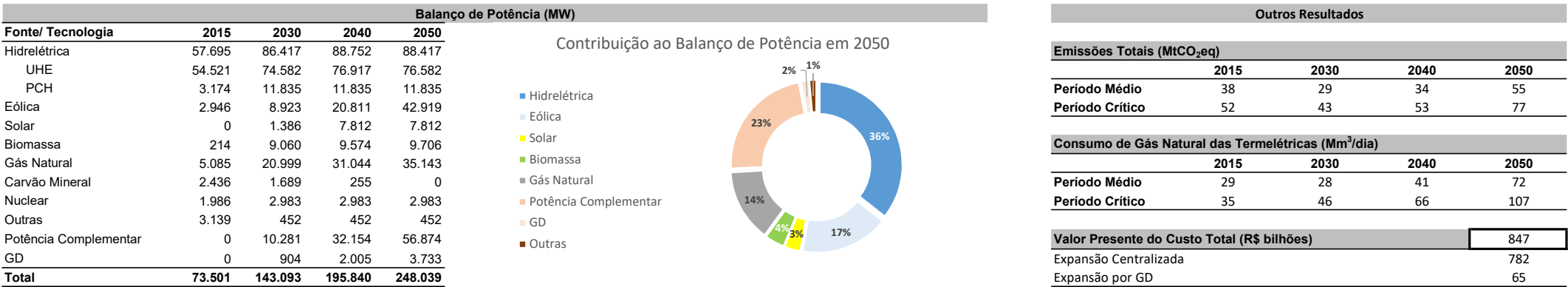
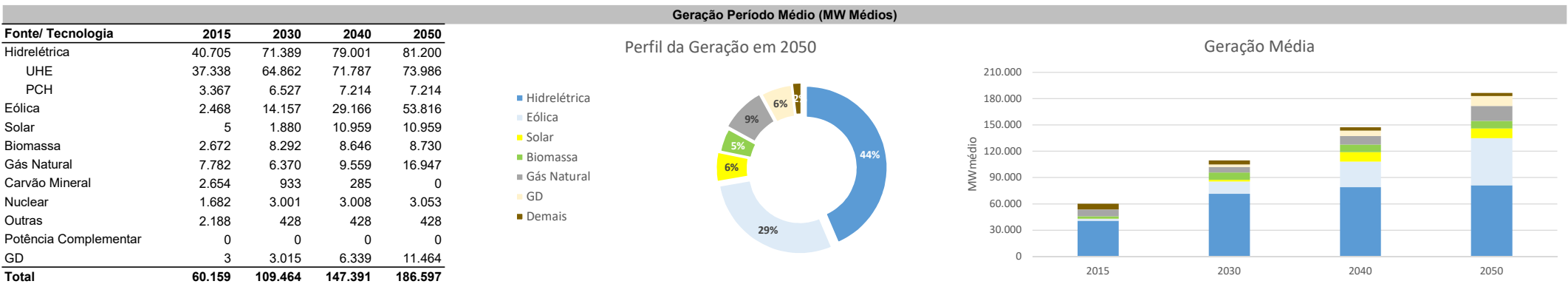
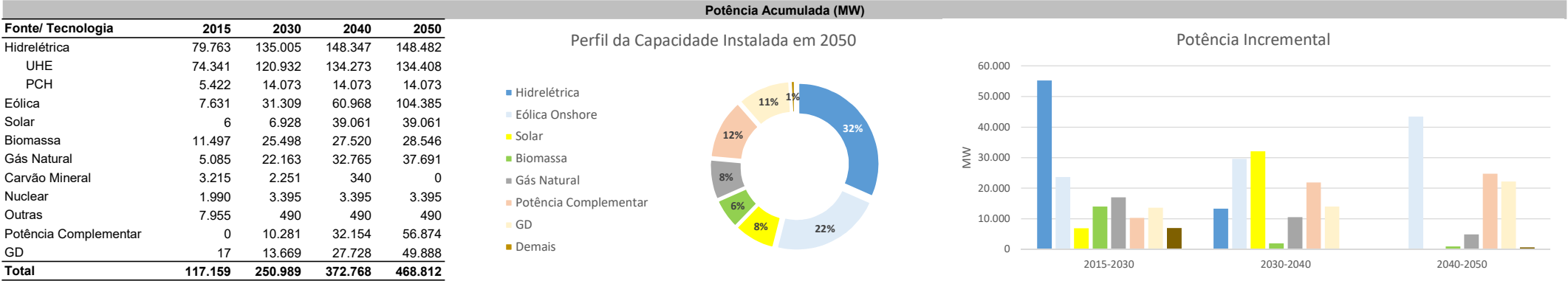
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% maior



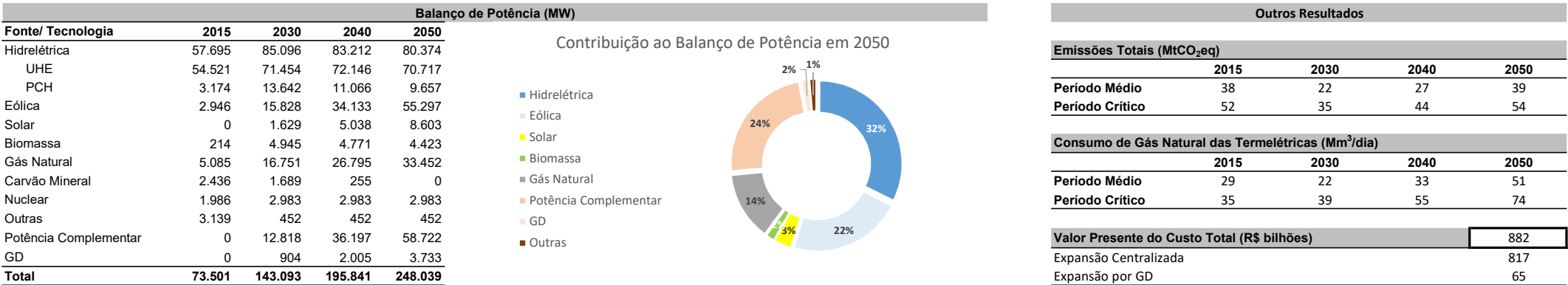
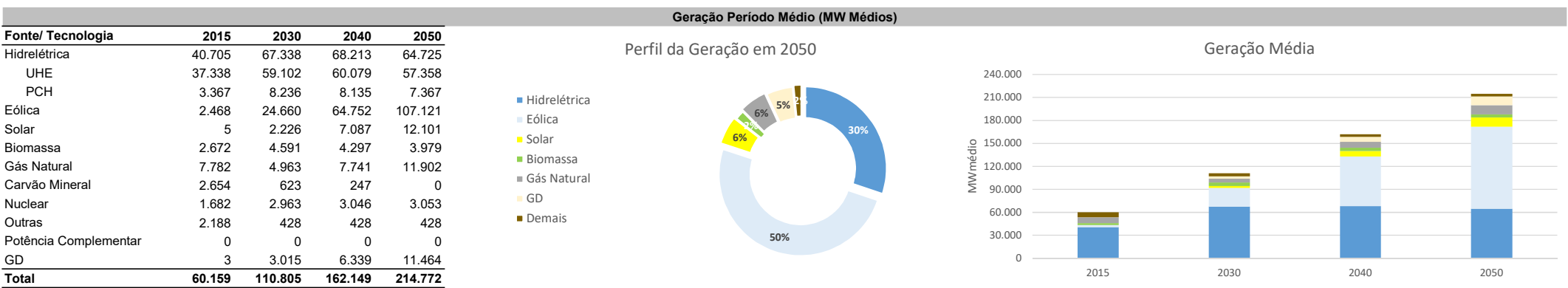
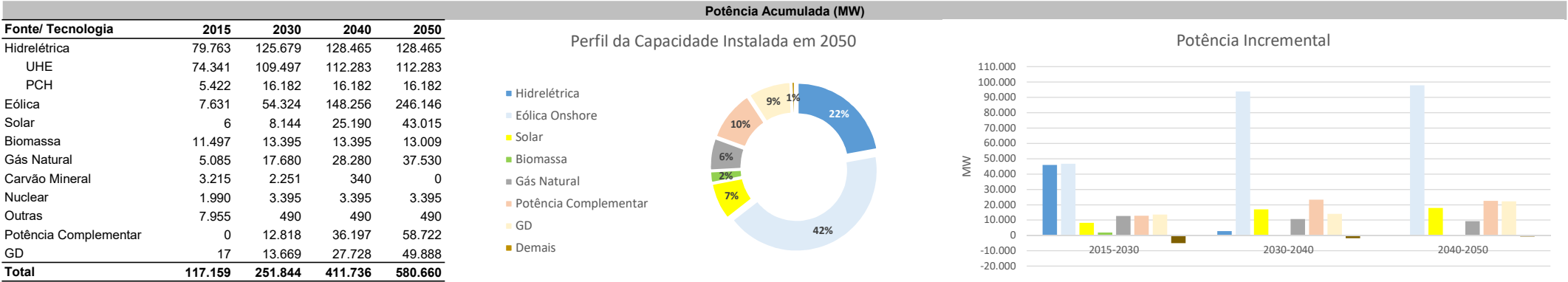
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% menor



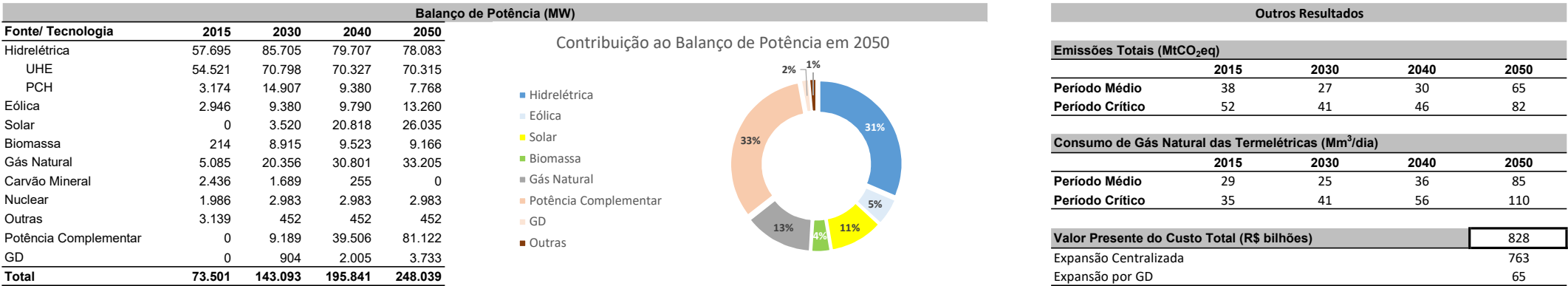
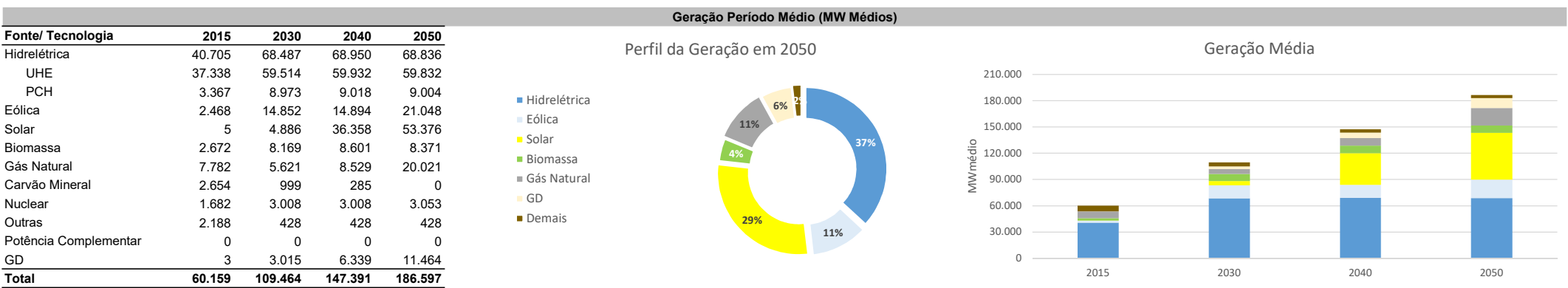
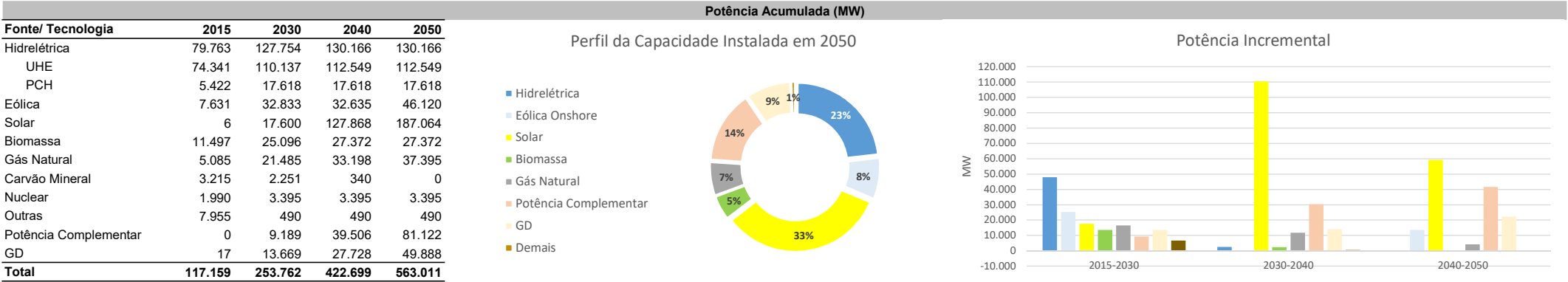
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050, com crescimento linear a partir de 2030



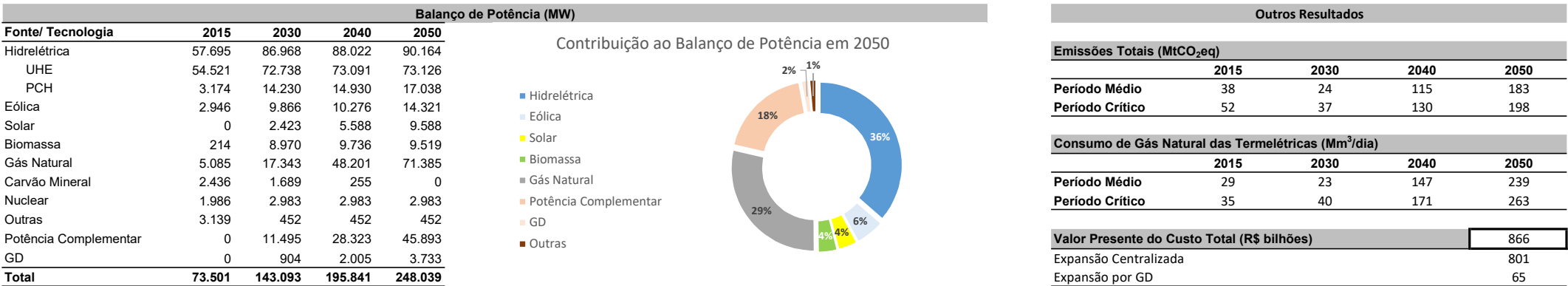
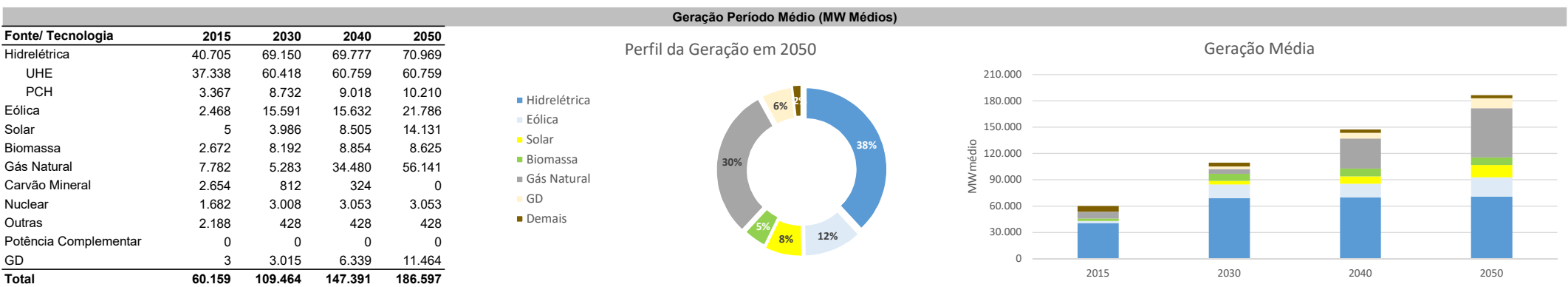
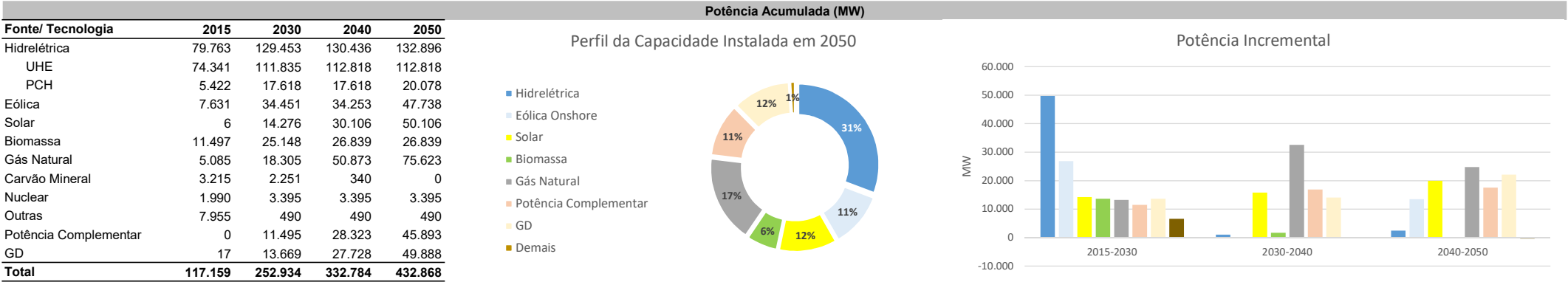
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



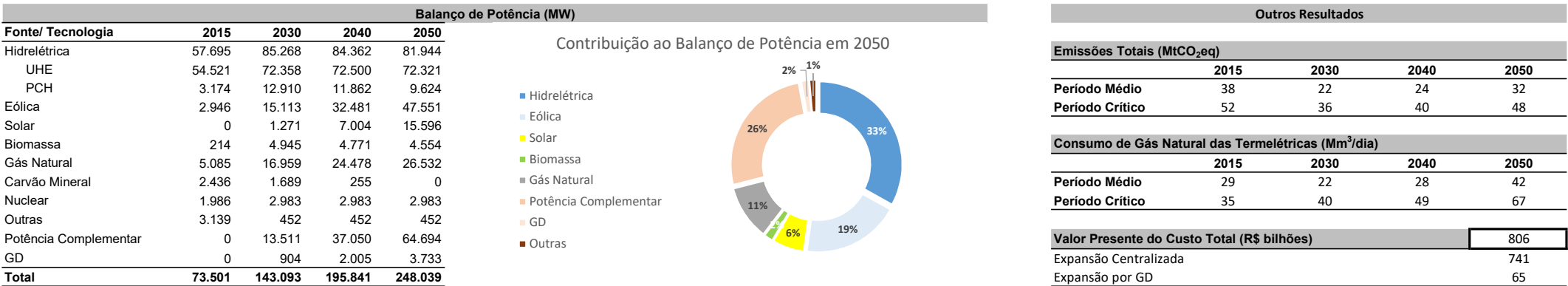
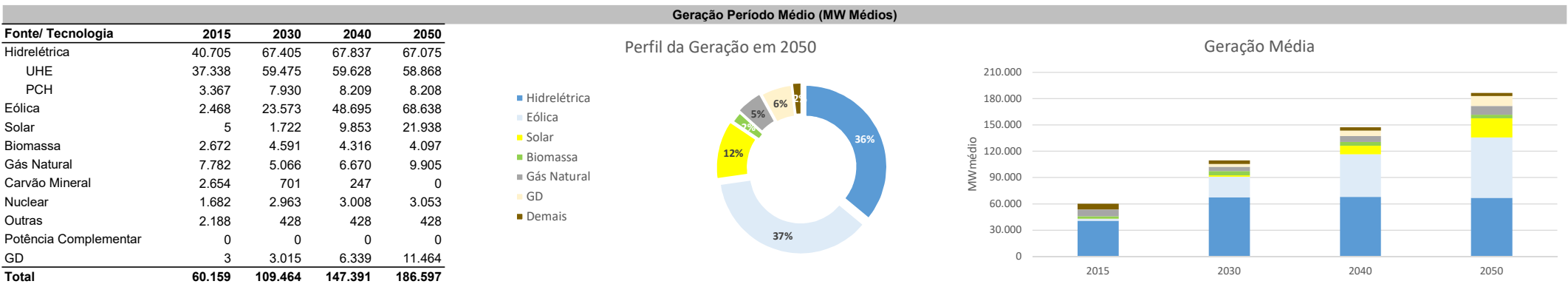
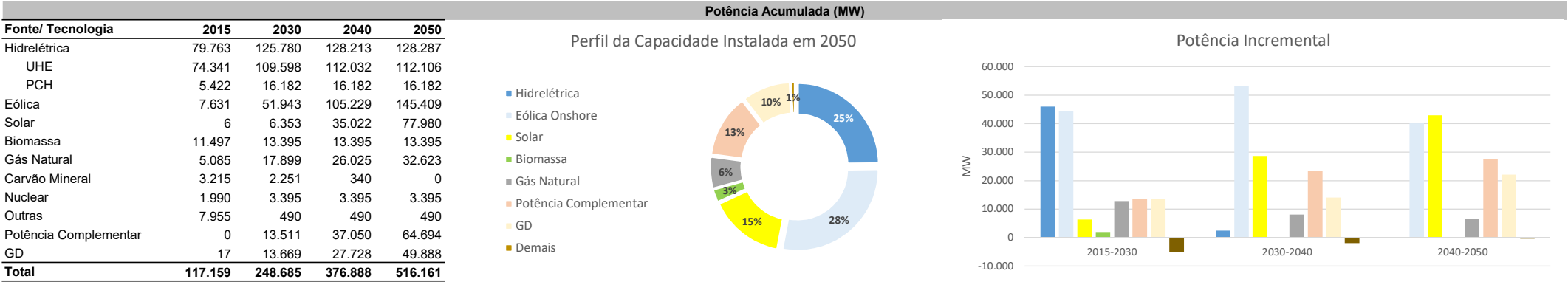
Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada de Eólica e de PV Solar limitadas a 50 GW (cada uma) no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		



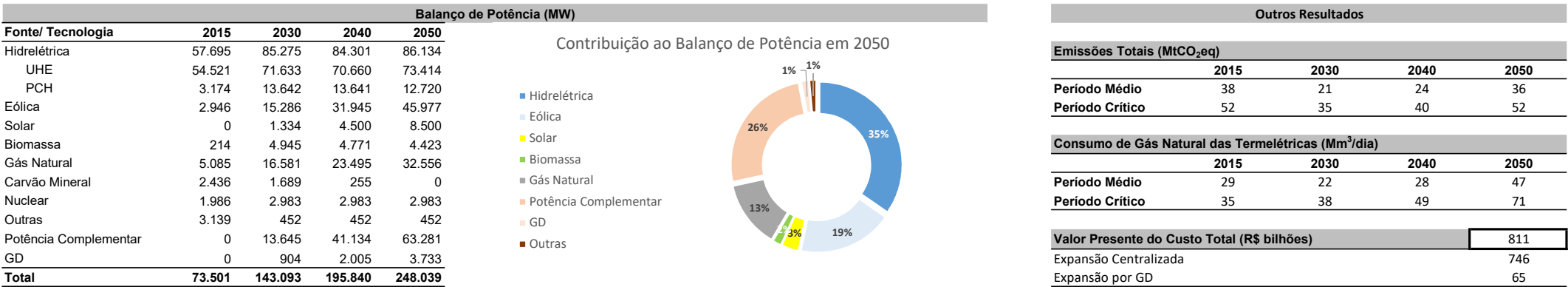
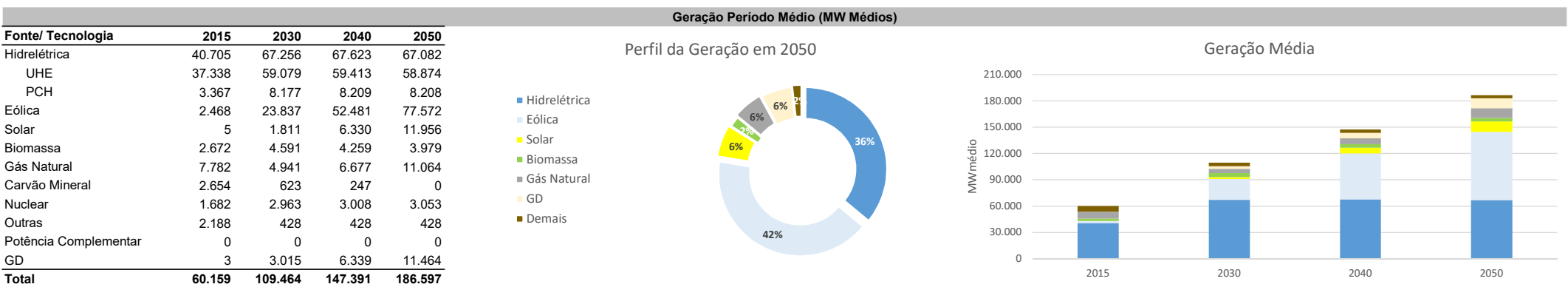
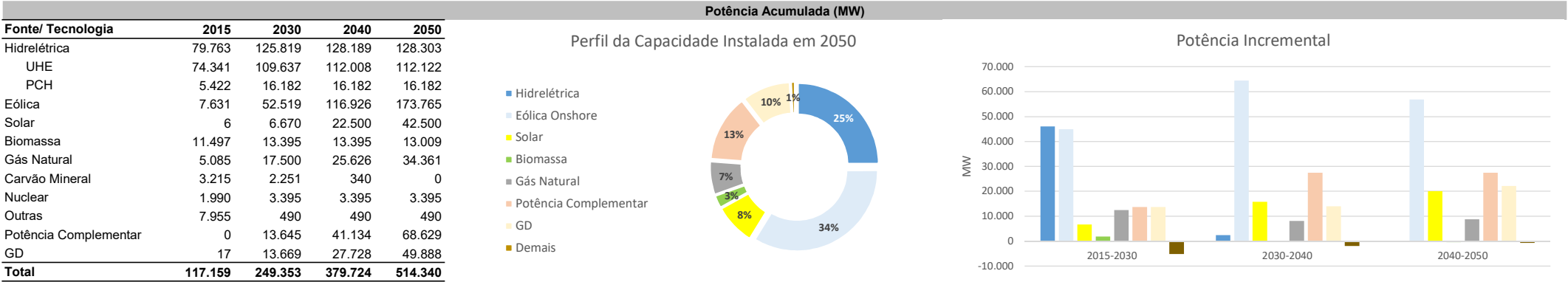
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019) com 20% de redução no CAPEX
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



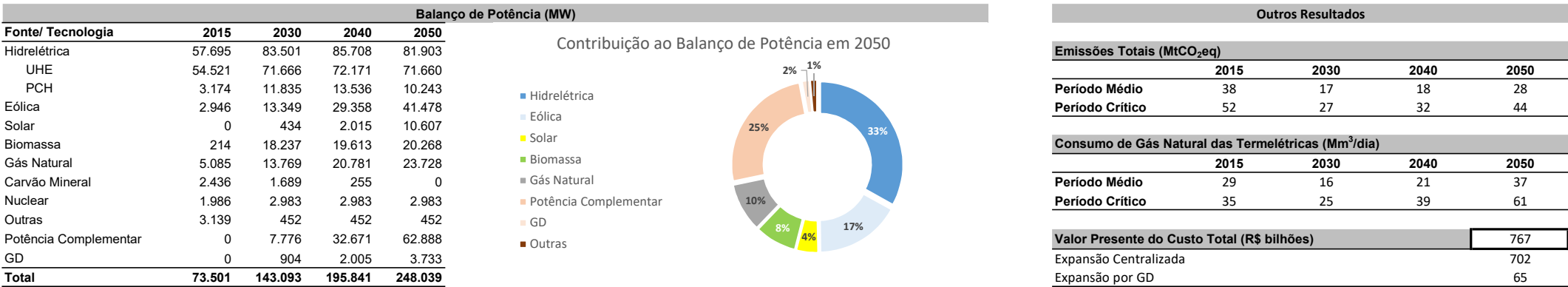
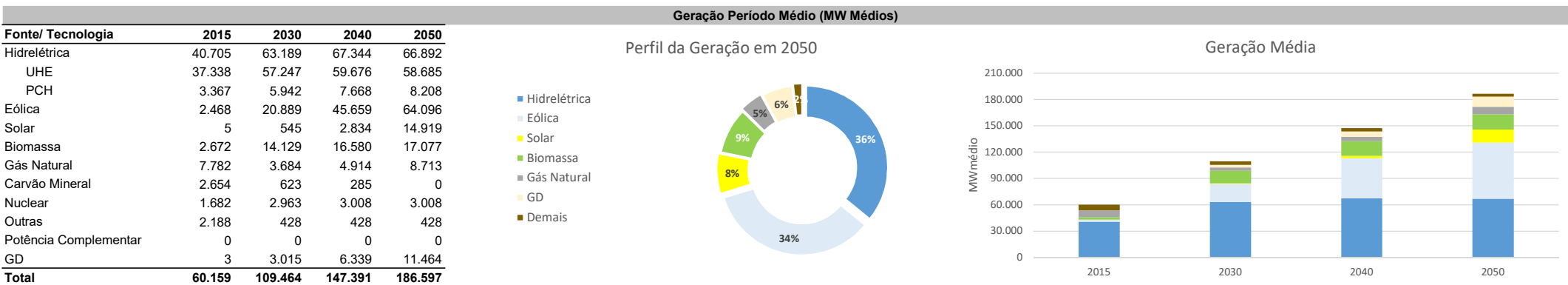
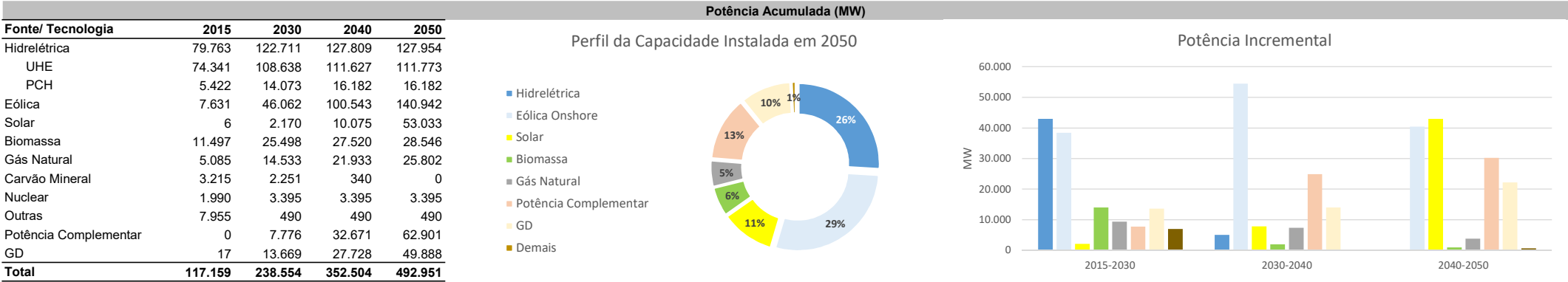
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada Total de Solar PV limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		



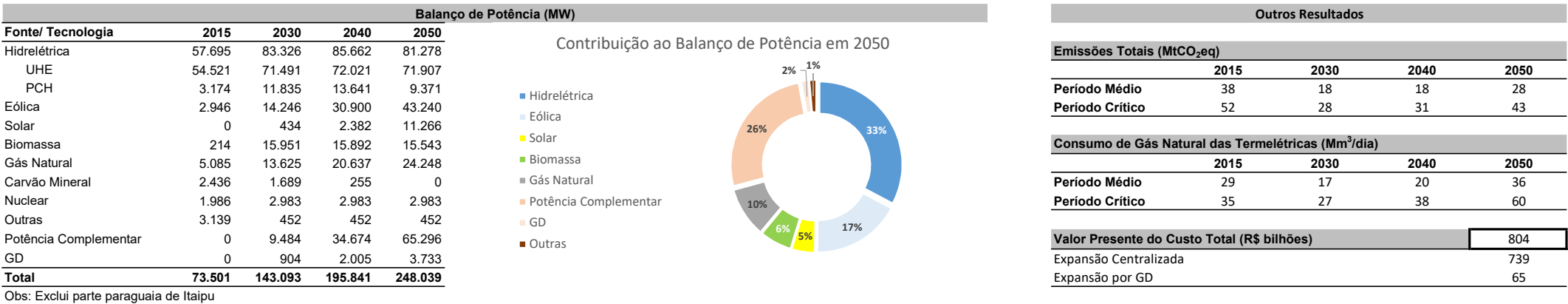
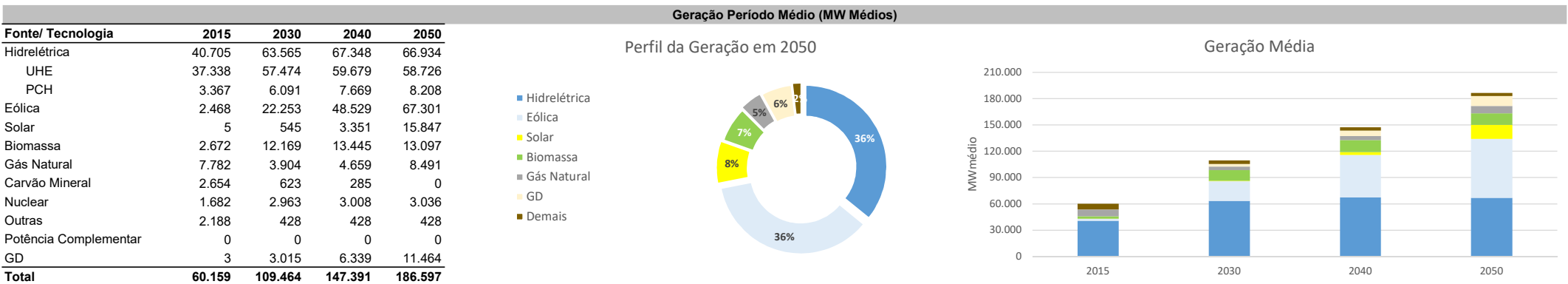
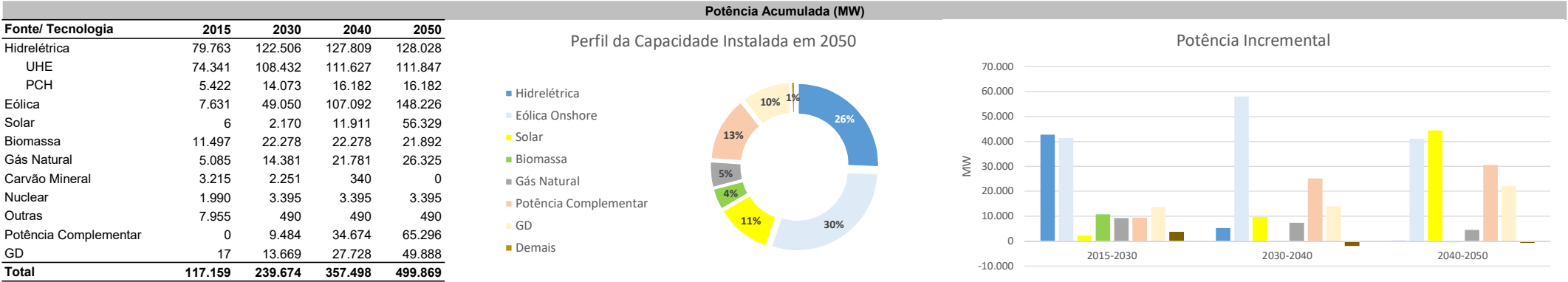
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 67/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)

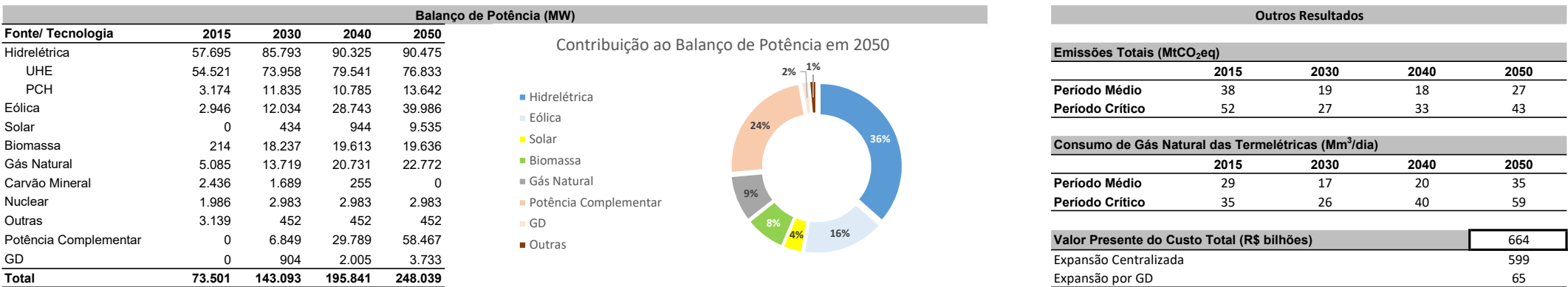
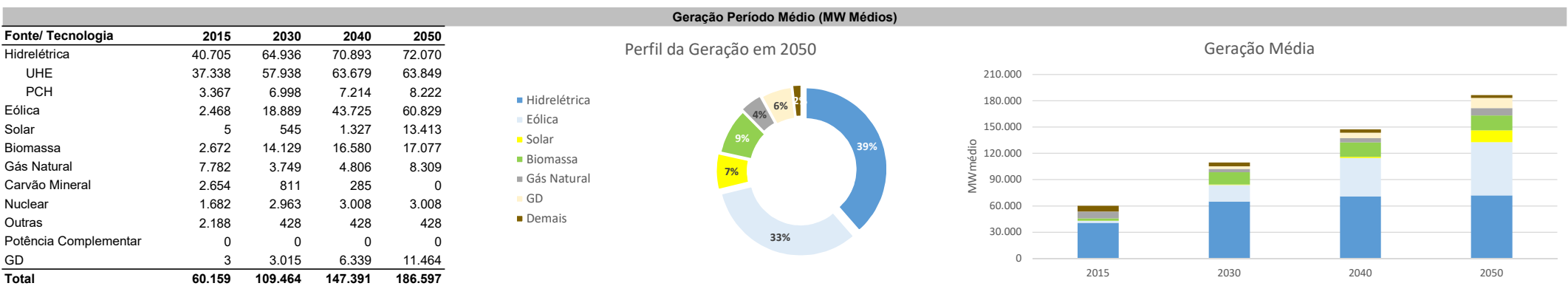
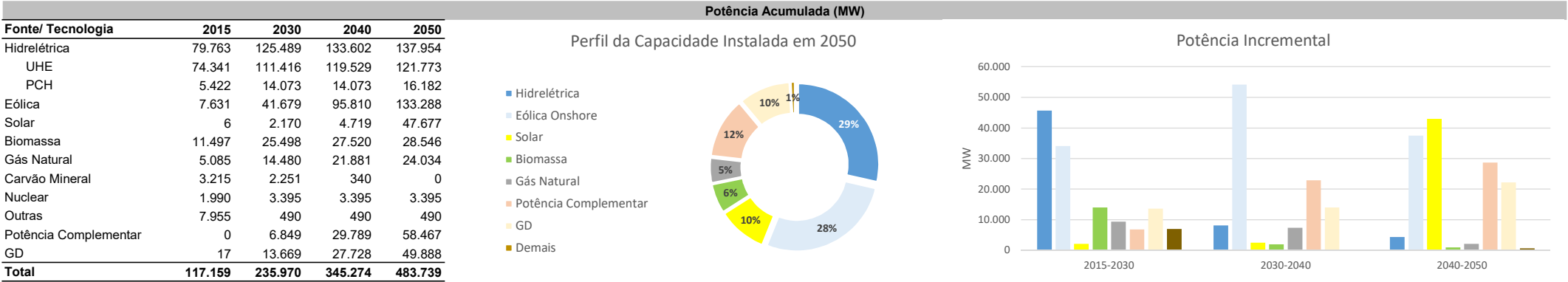


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 100/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)

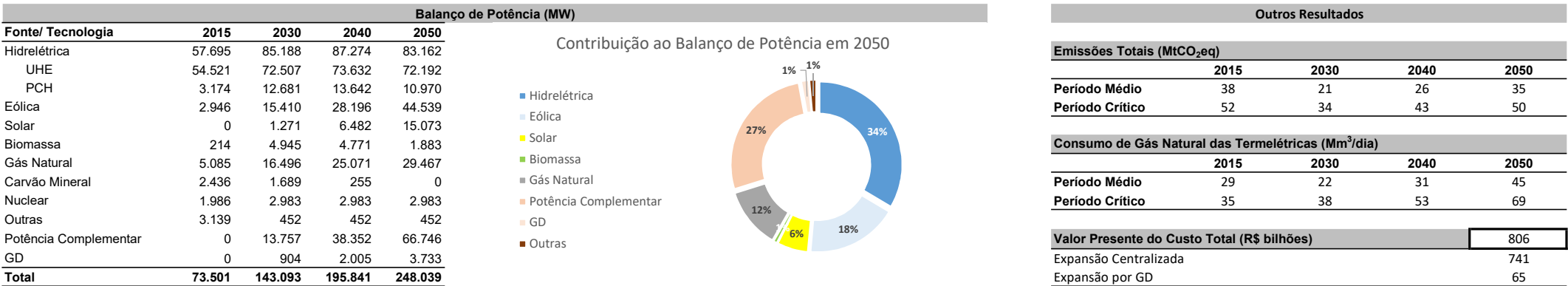
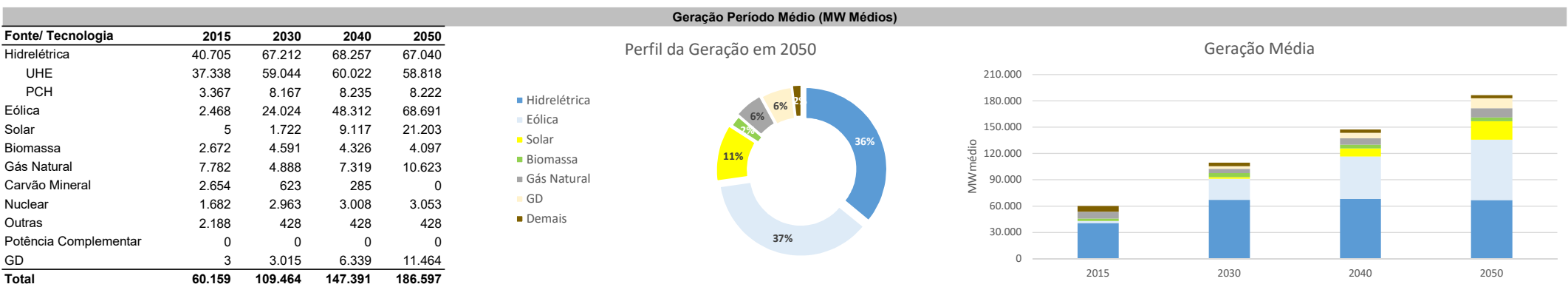
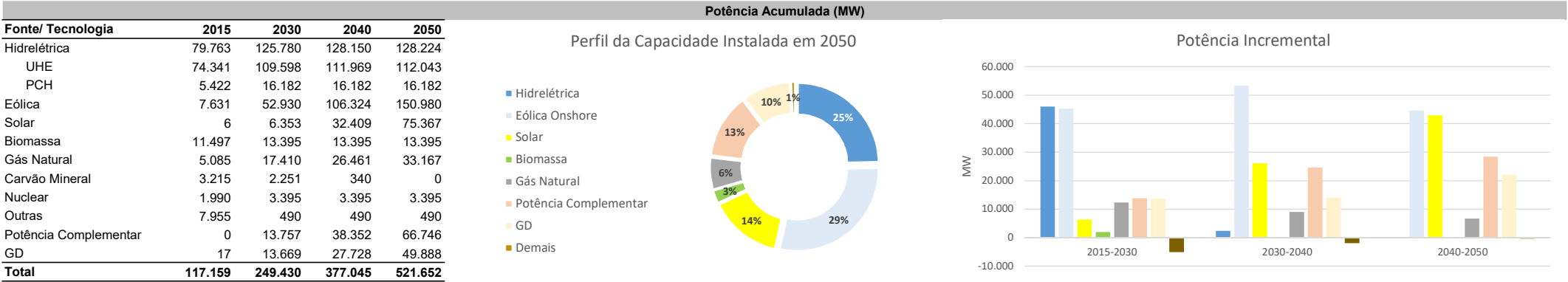


Nome		Repotenciação e Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova.



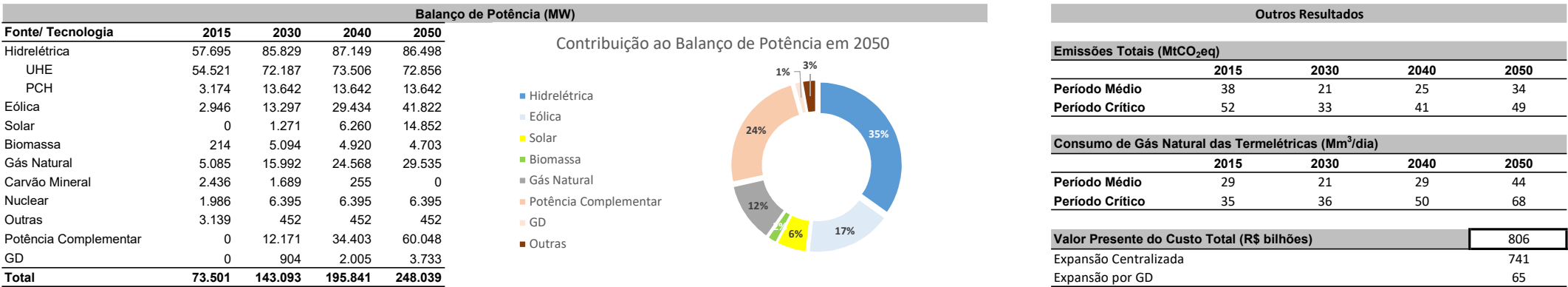
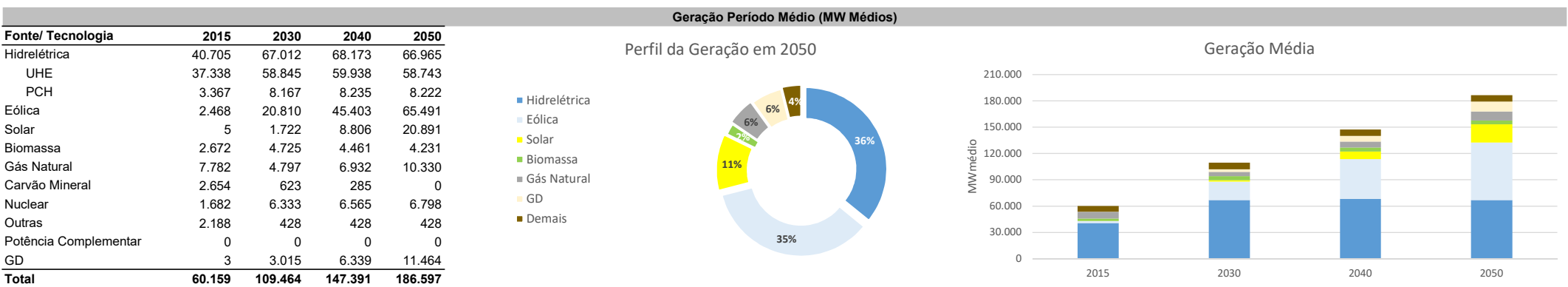
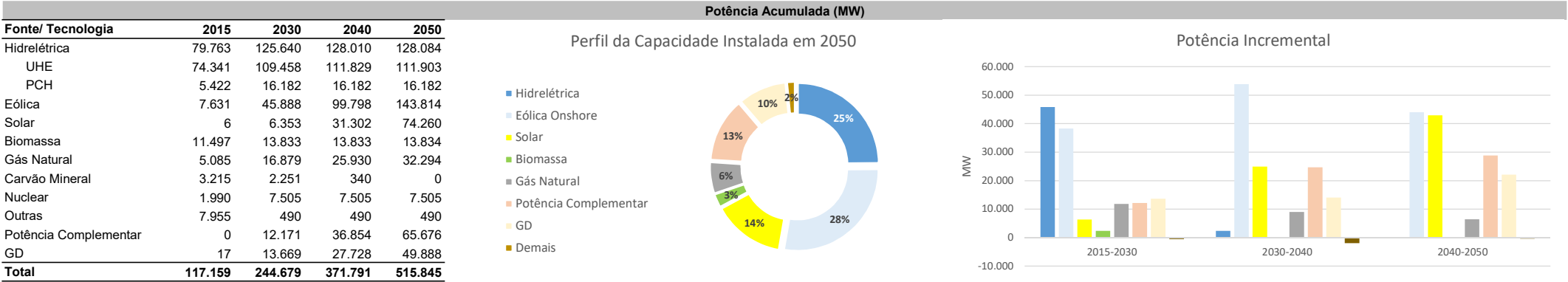
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



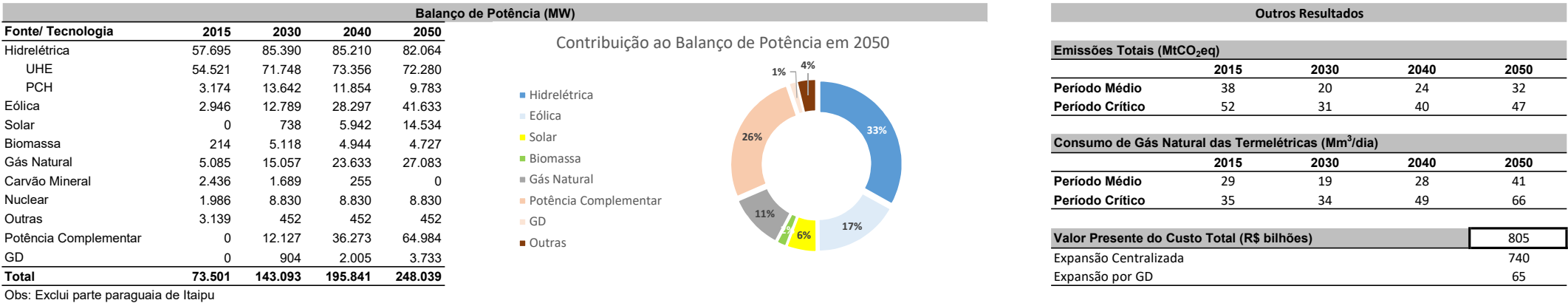
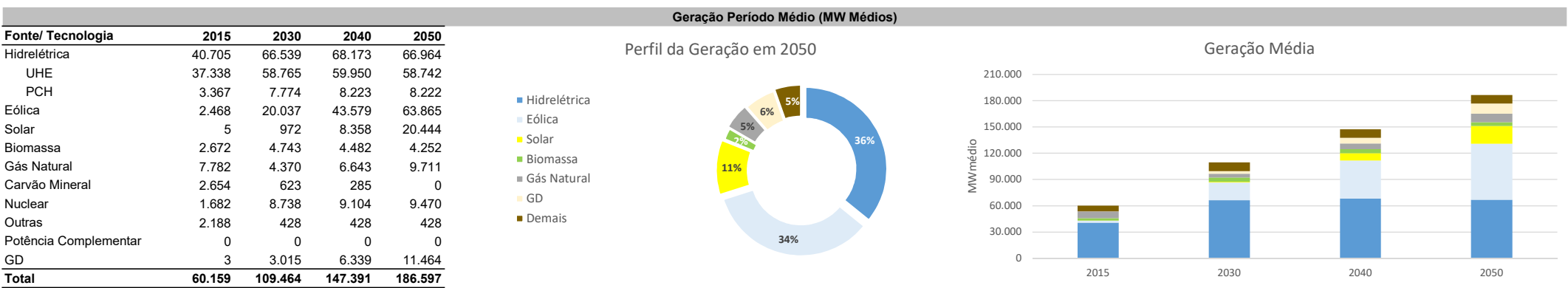
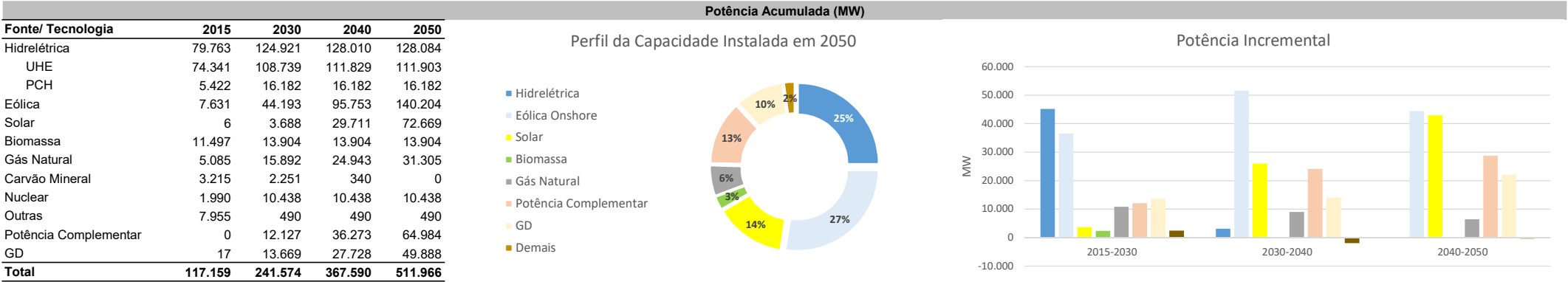
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

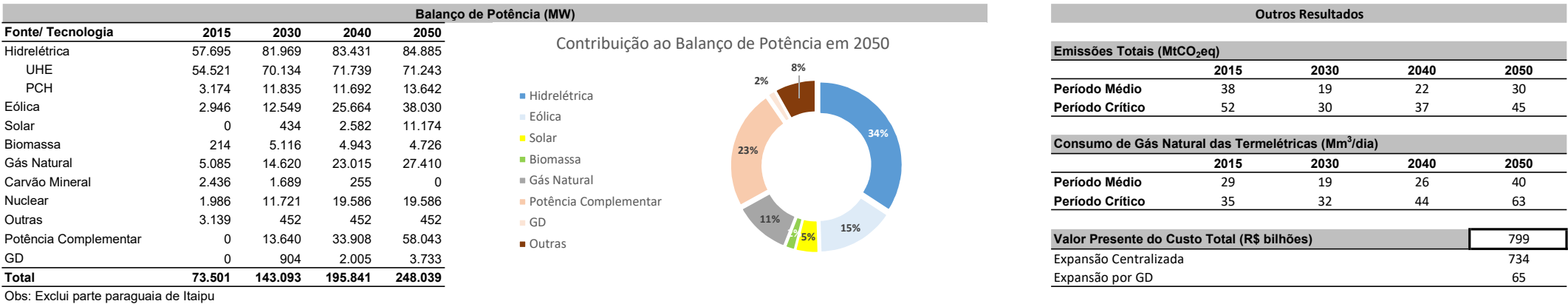
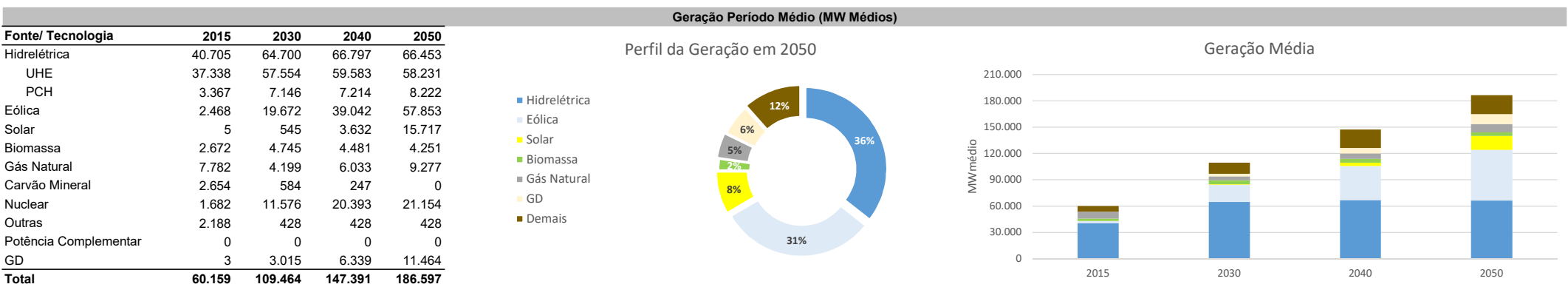
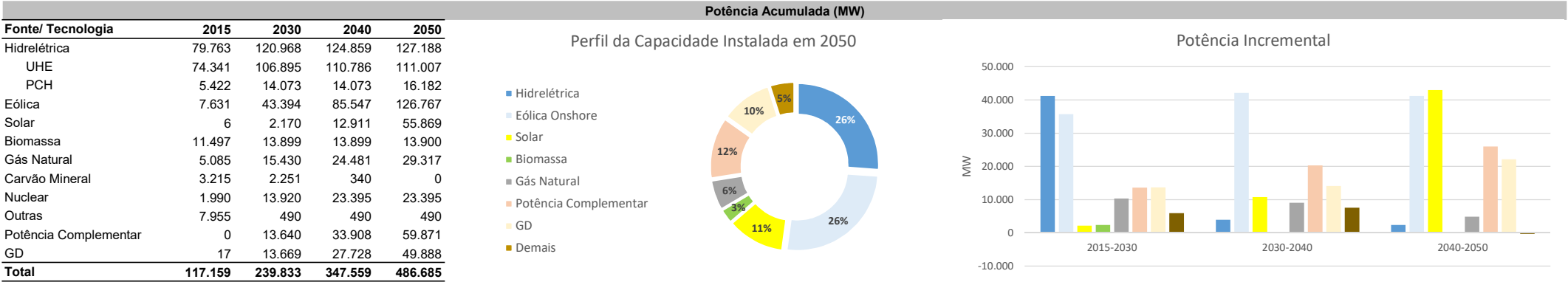


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

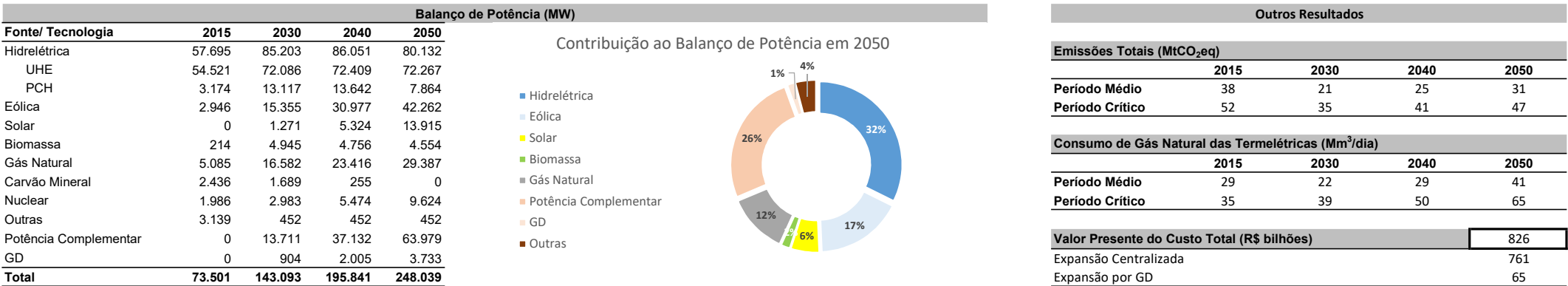
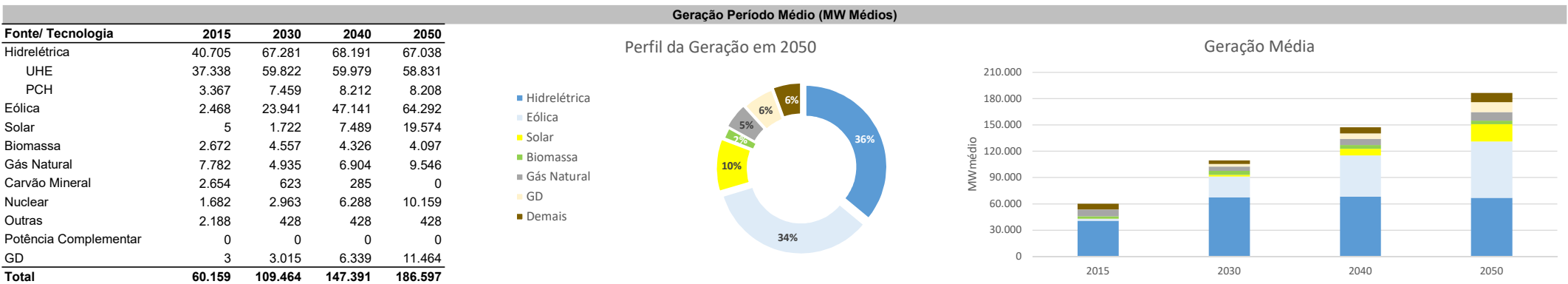
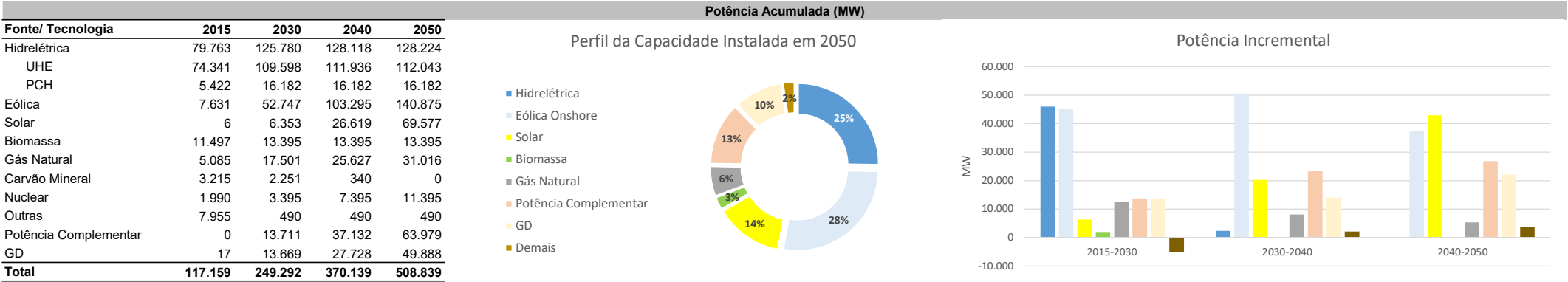
Nome		Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Nome		Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

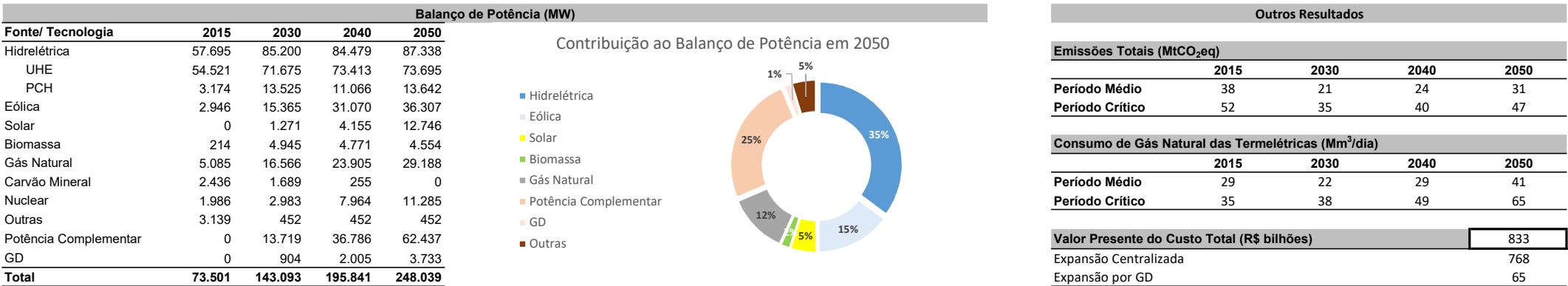
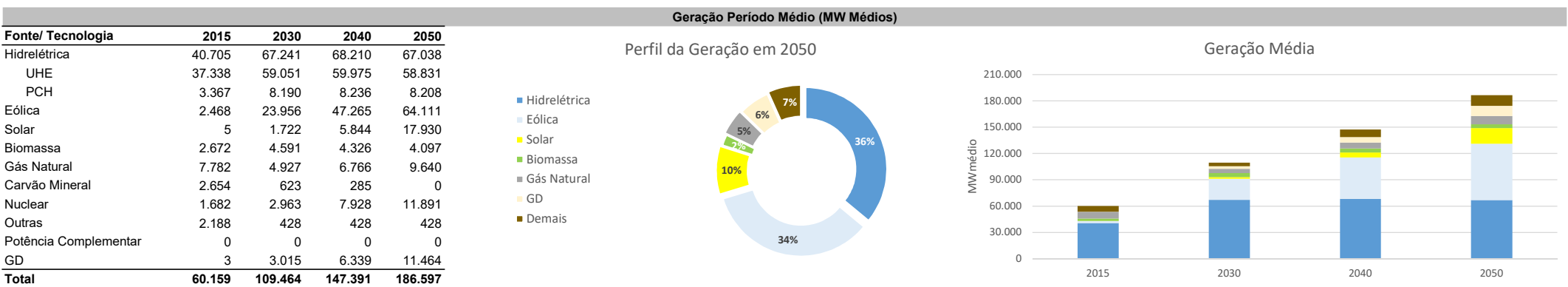
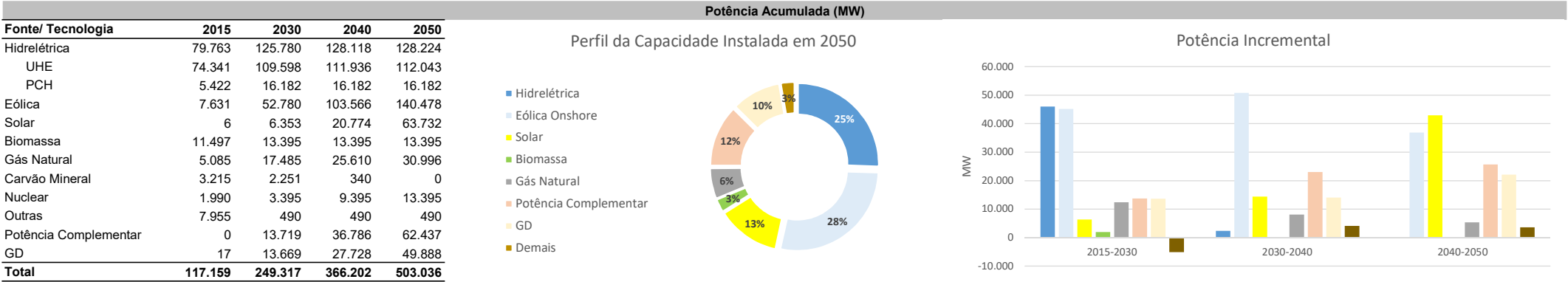


Nome		Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Política Nuclear com 8.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3



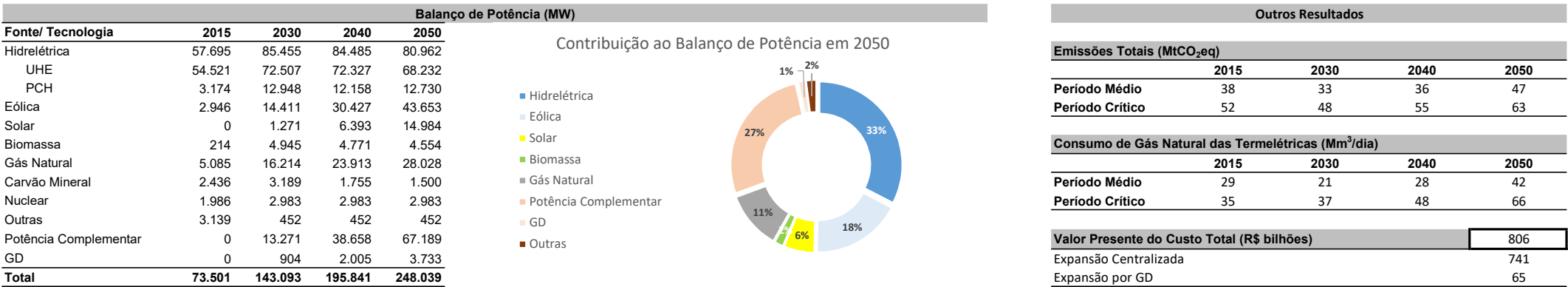
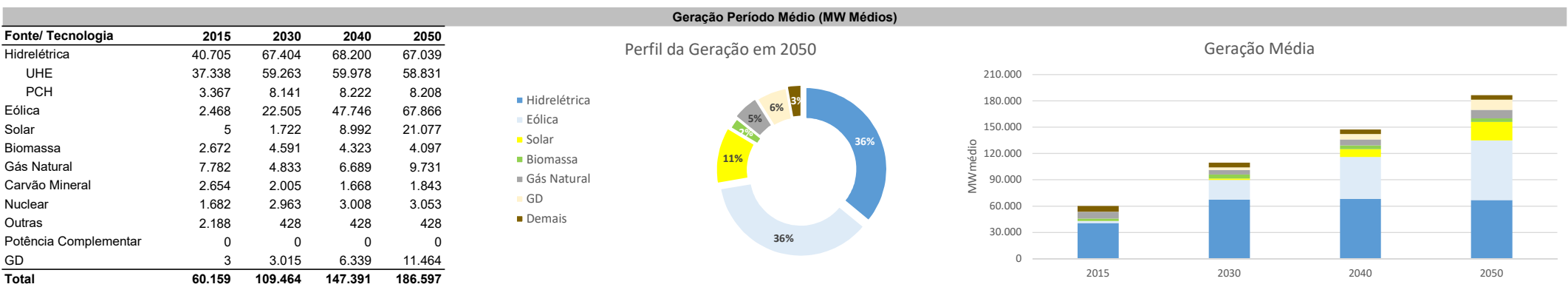
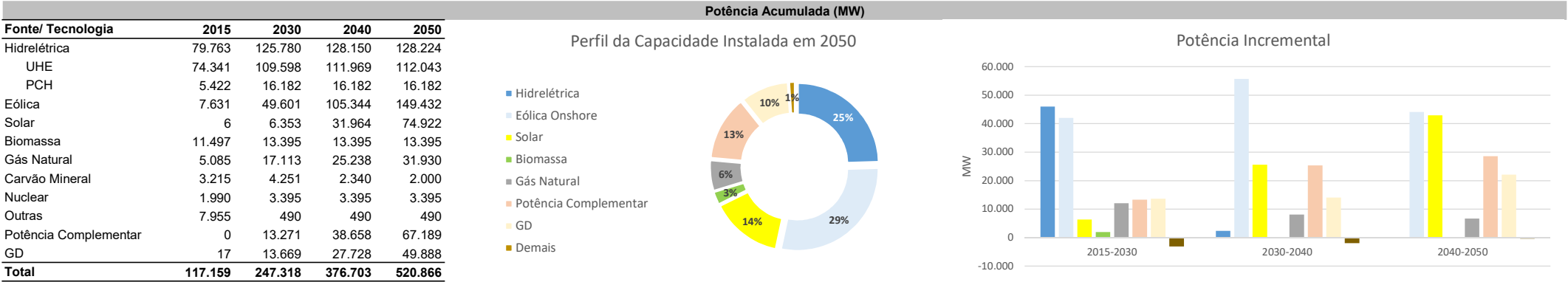
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Política Nuclear com 10.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3



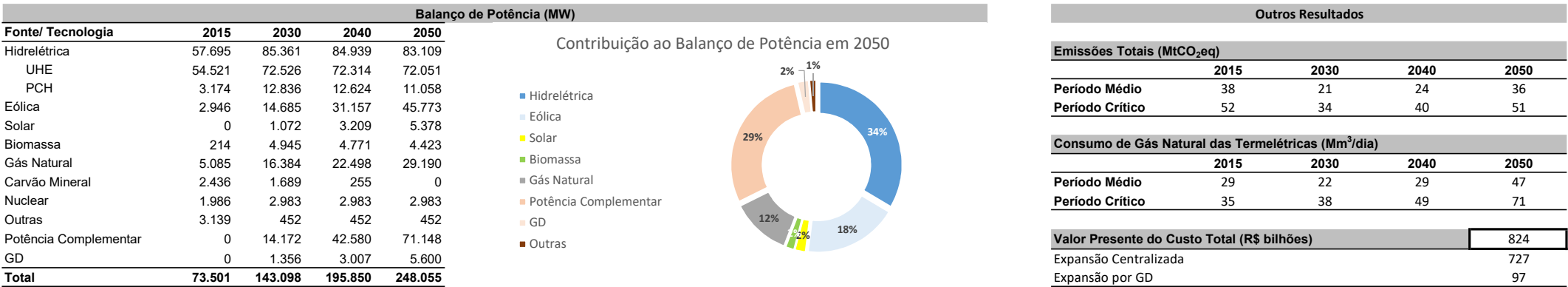
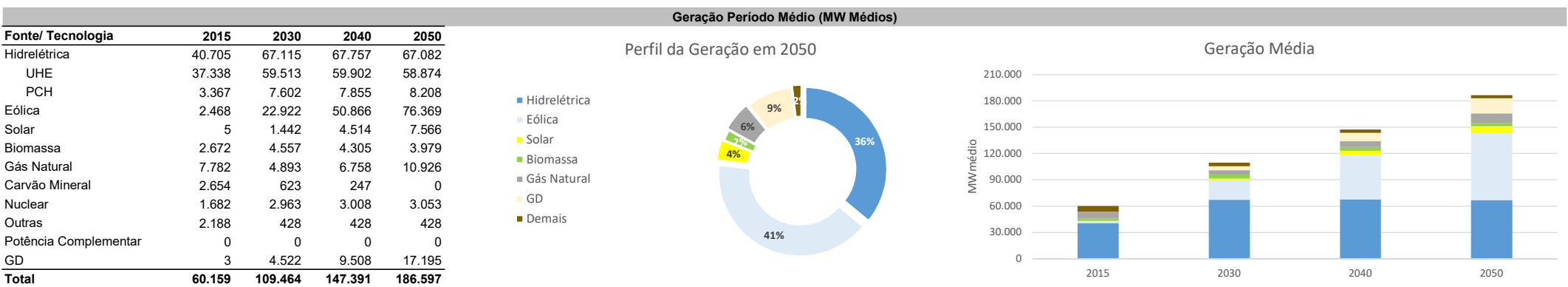
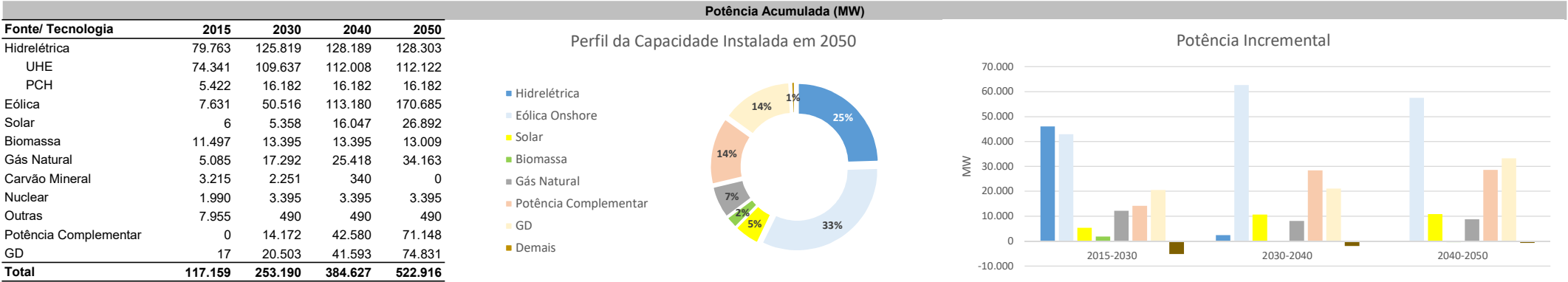
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Carvão Financiado com redução de 20% no CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Mesmas condições de financiamento de terceiros que as demais fontes. Redução de 20% no CAPEX
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



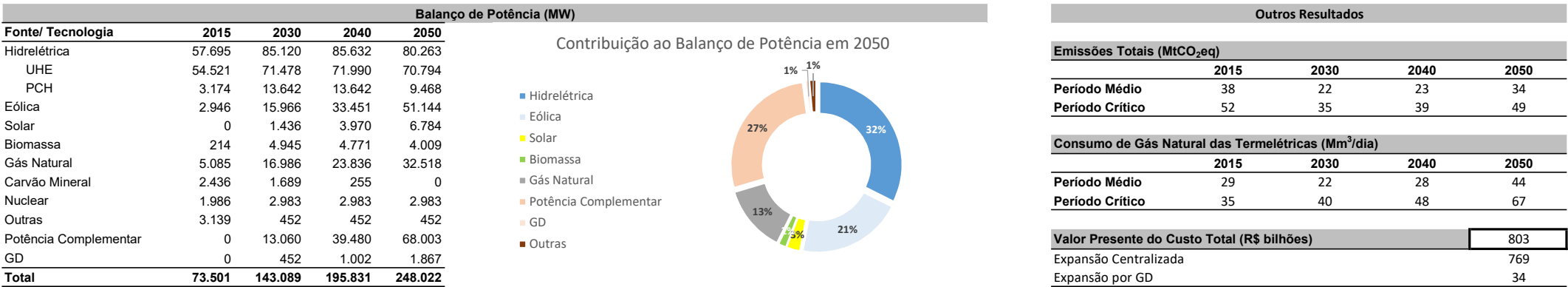
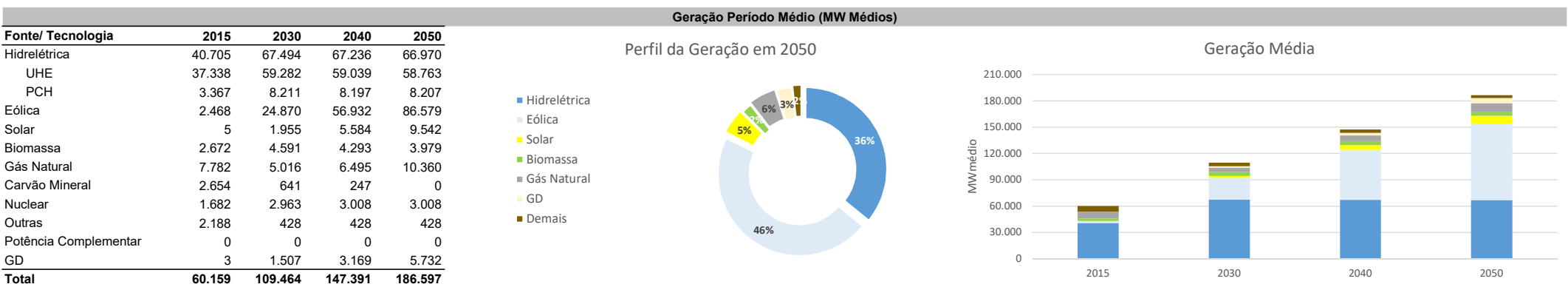
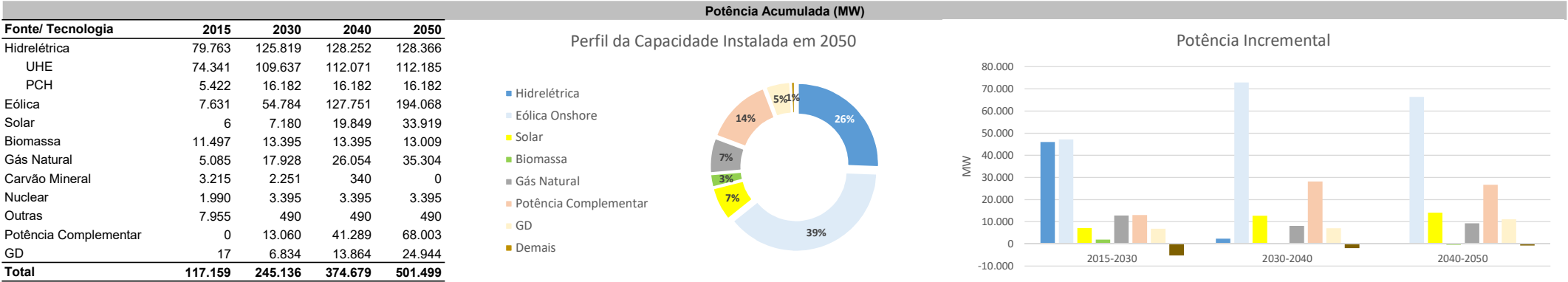
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050



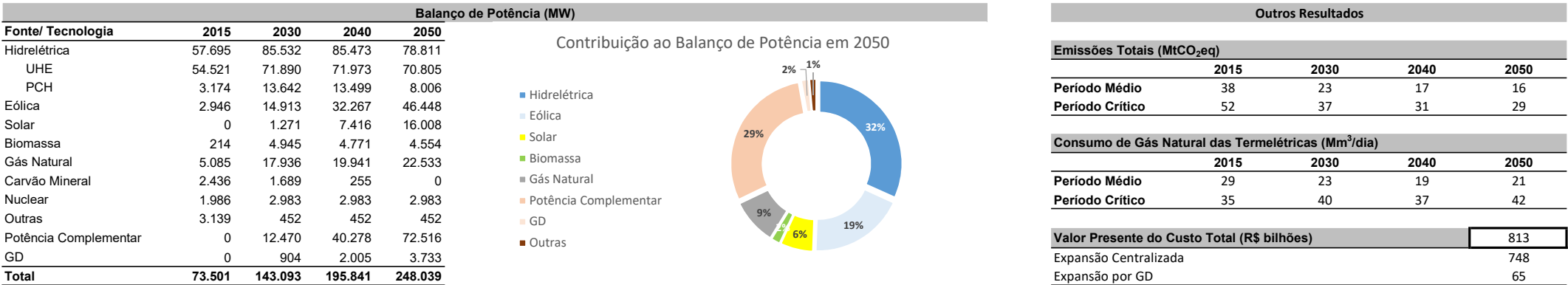
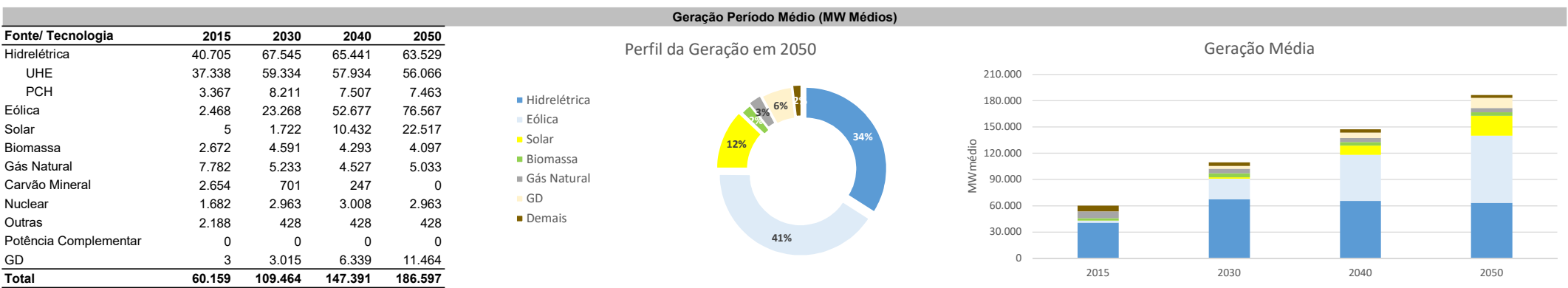
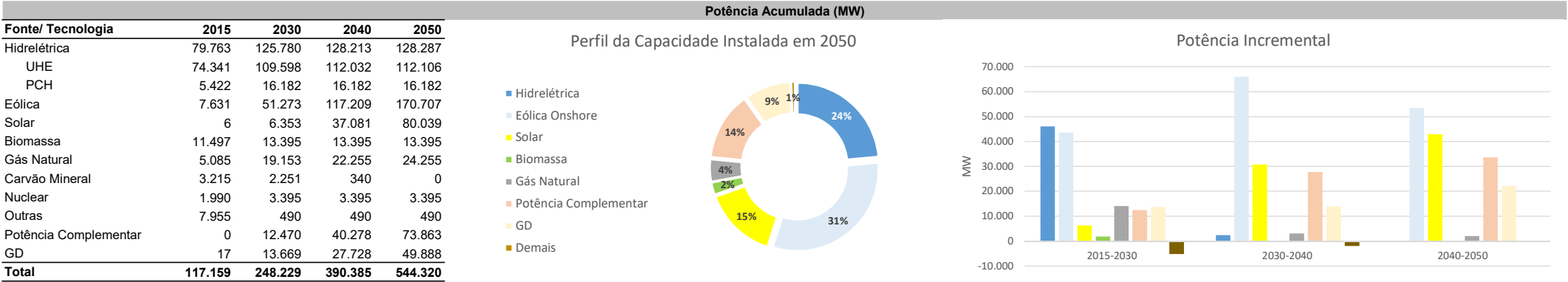
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050



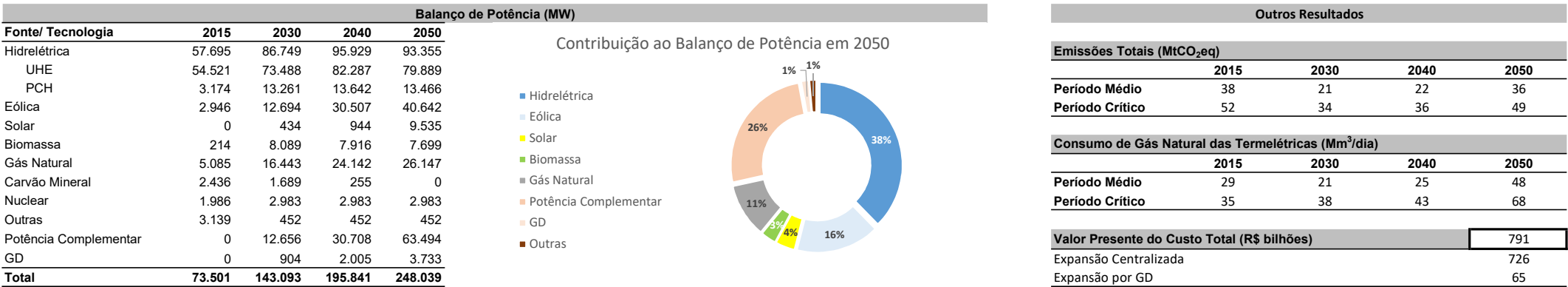
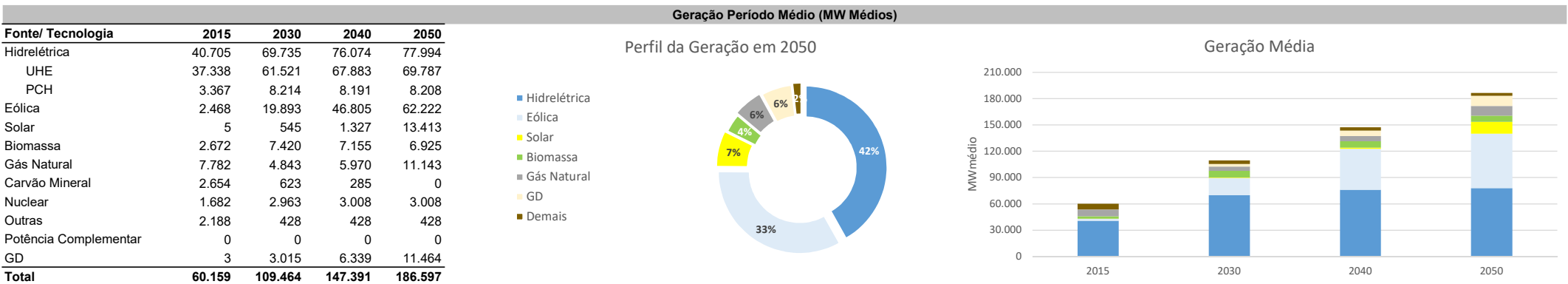
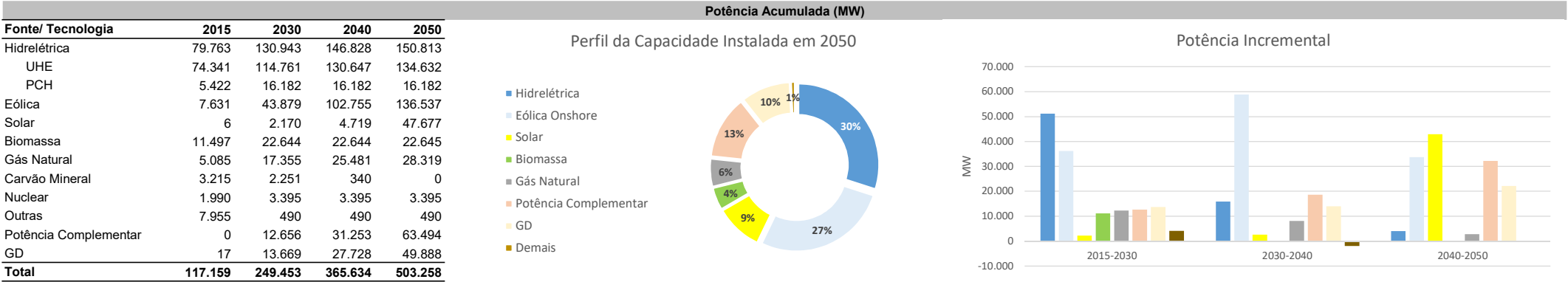
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN somente a partir de US\$ 6/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



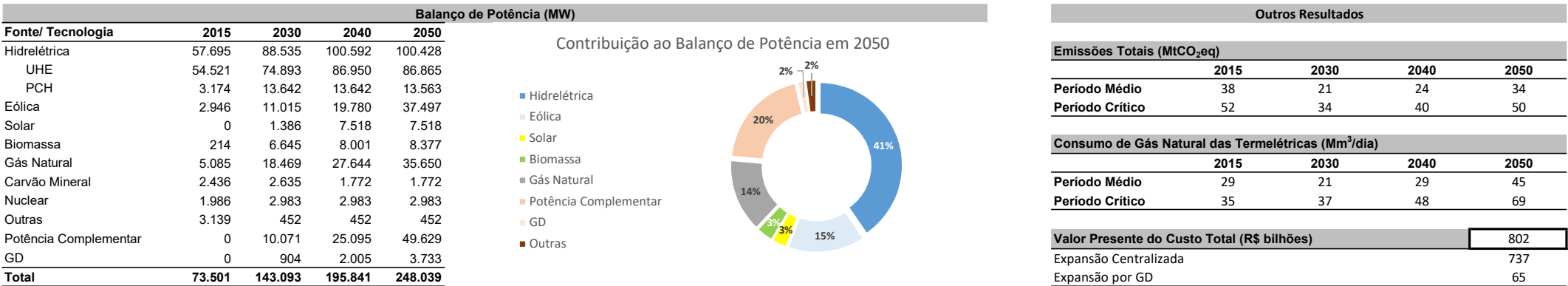
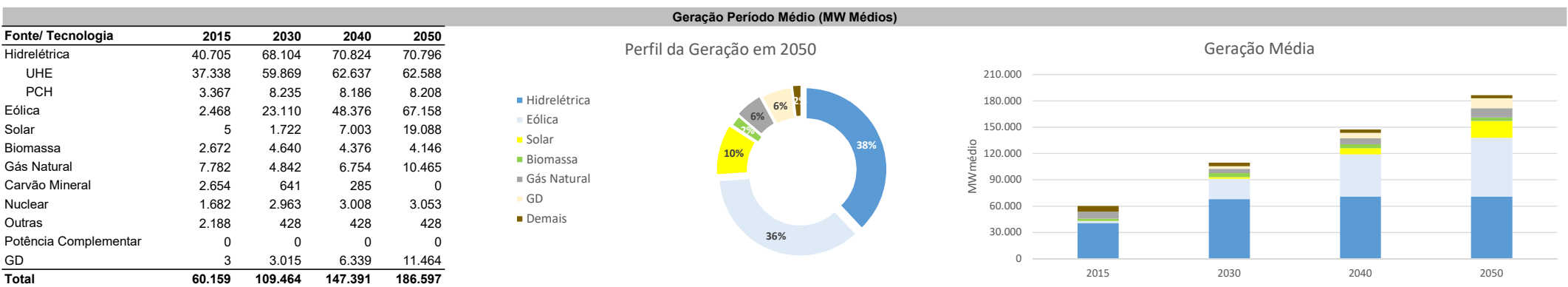
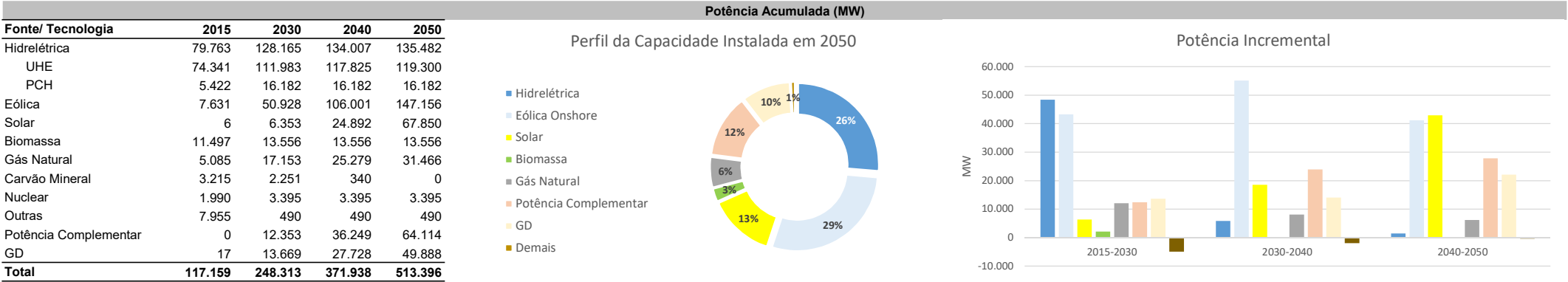
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



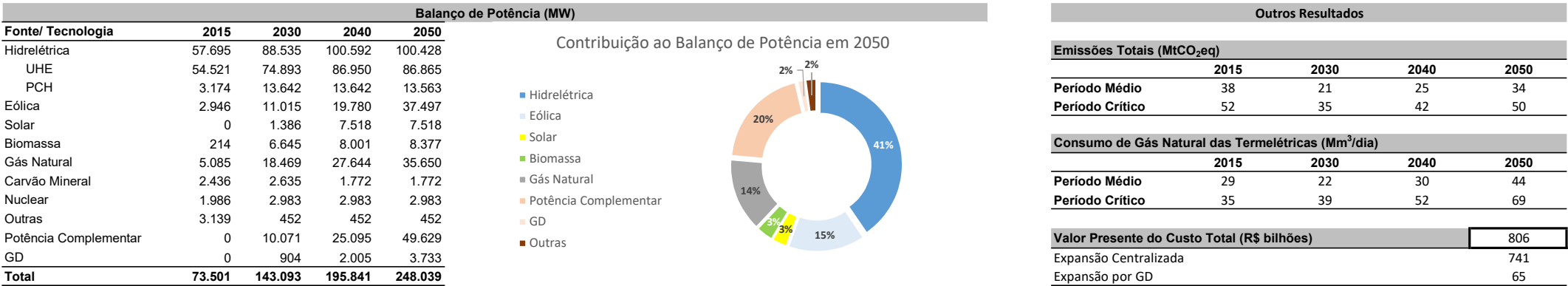
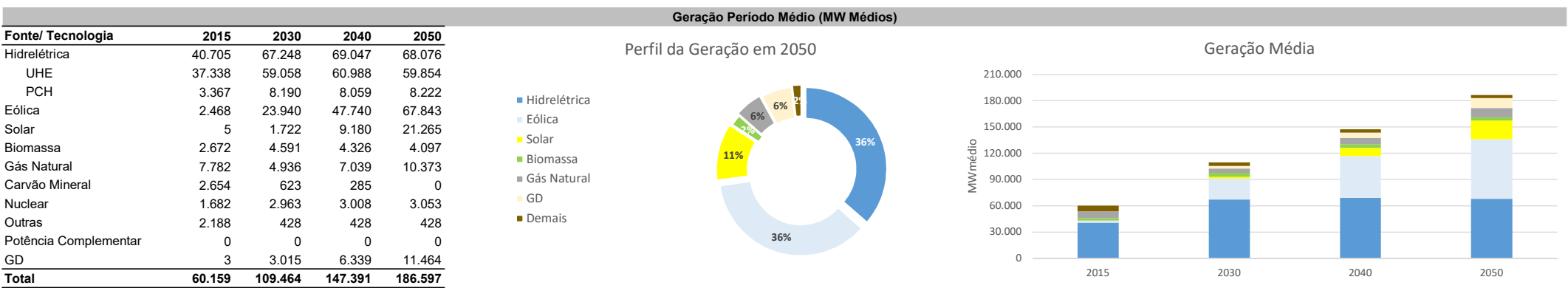
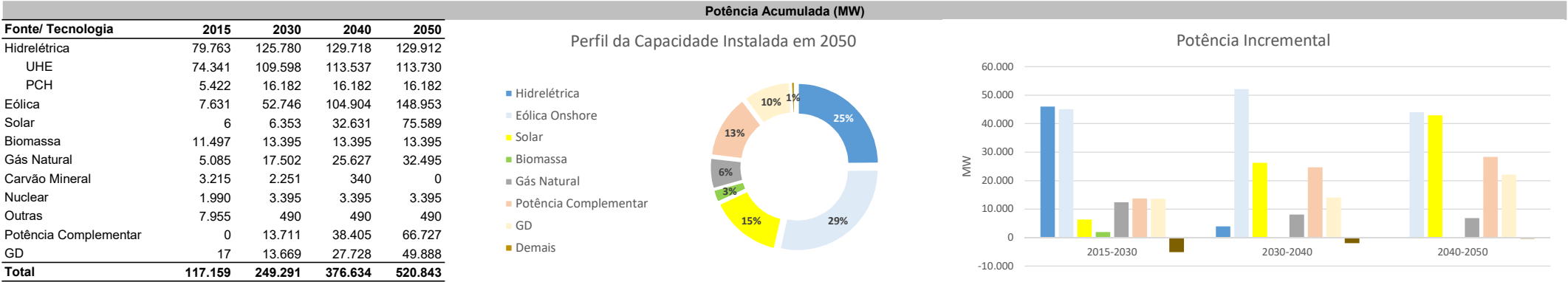
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



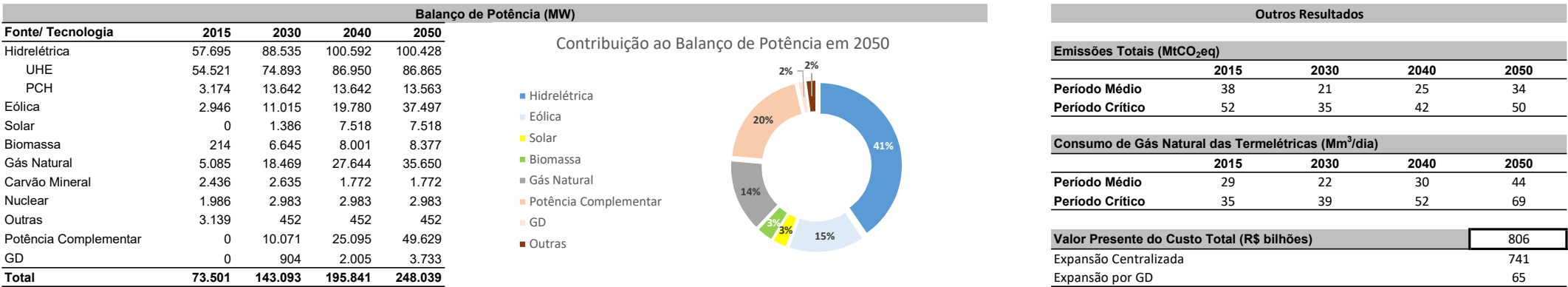
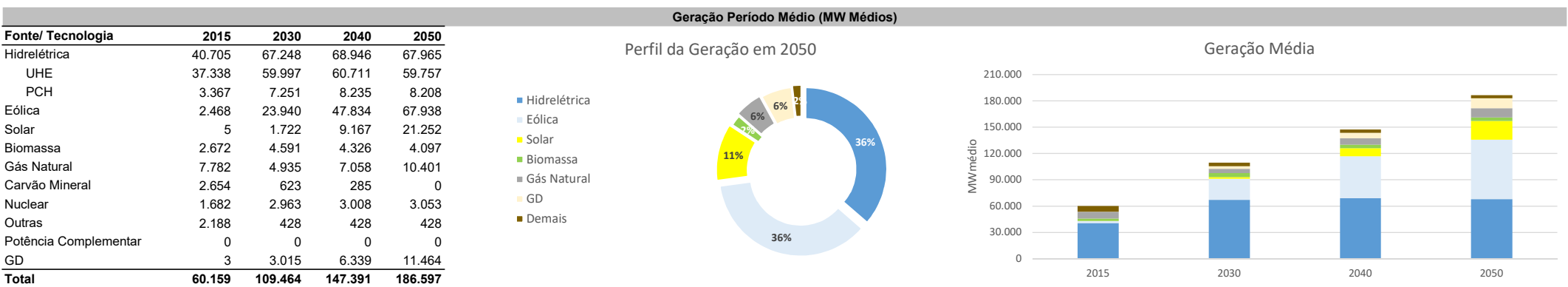
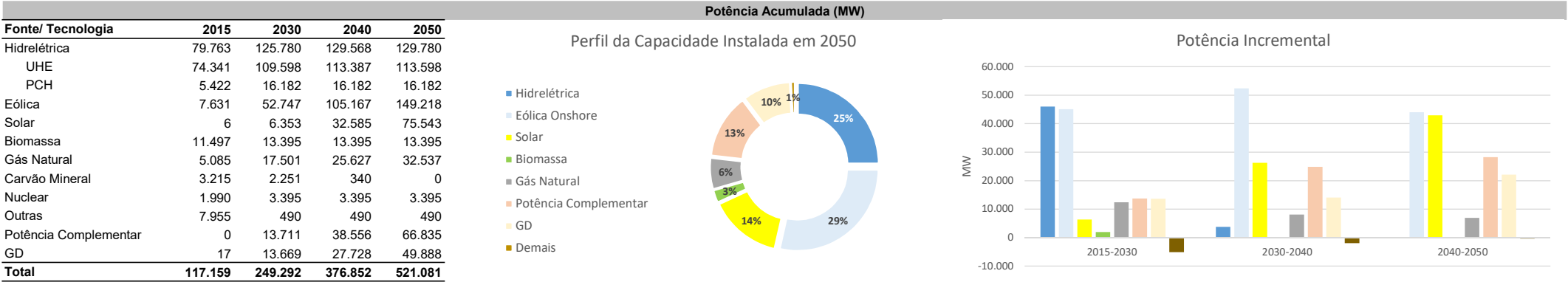
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		UHEs em áreas de interferência com CAPEX dobrado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



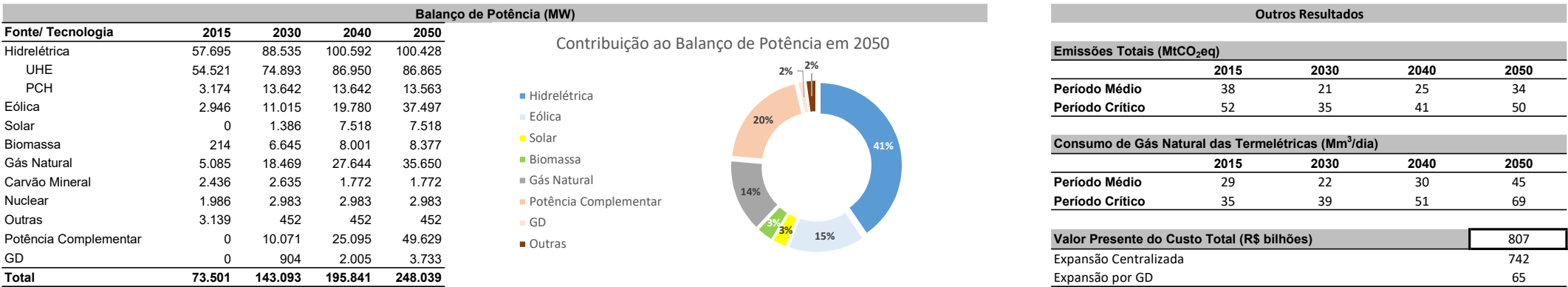
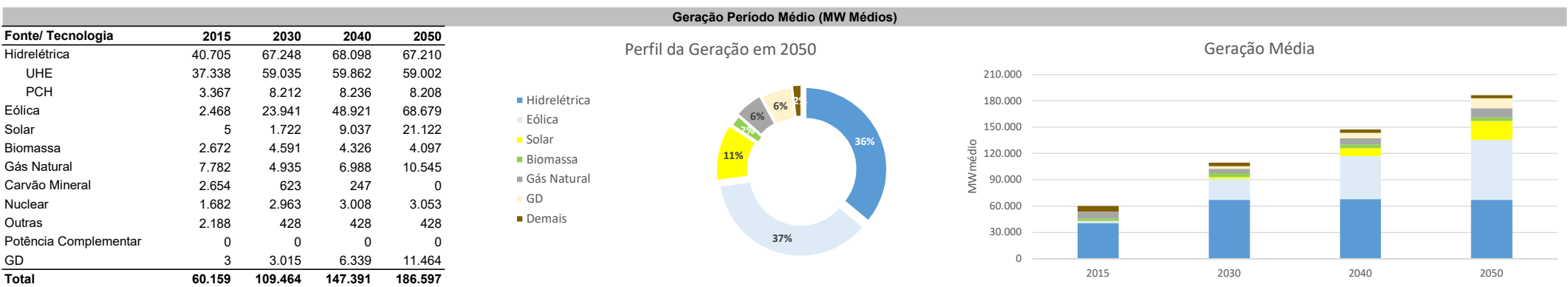
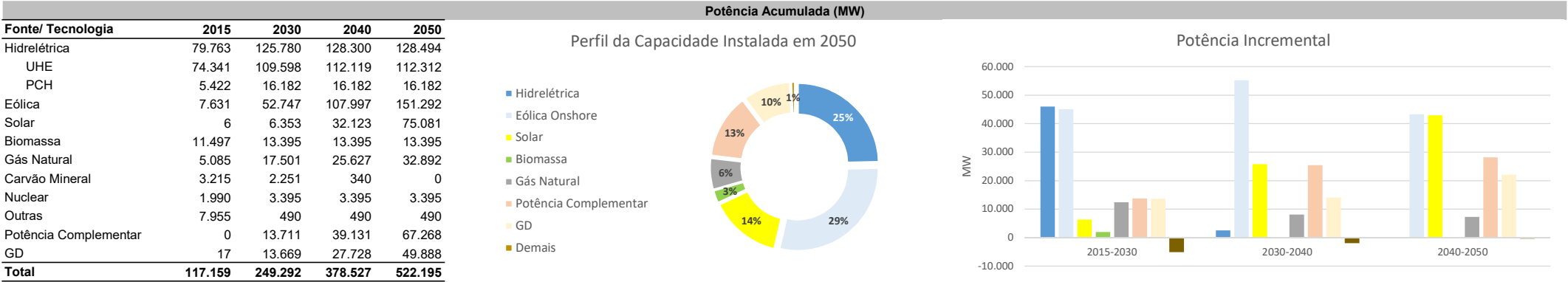
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		UHE em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto UC. UHEs em áreas com interferência em TI com CAPEX dobrado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



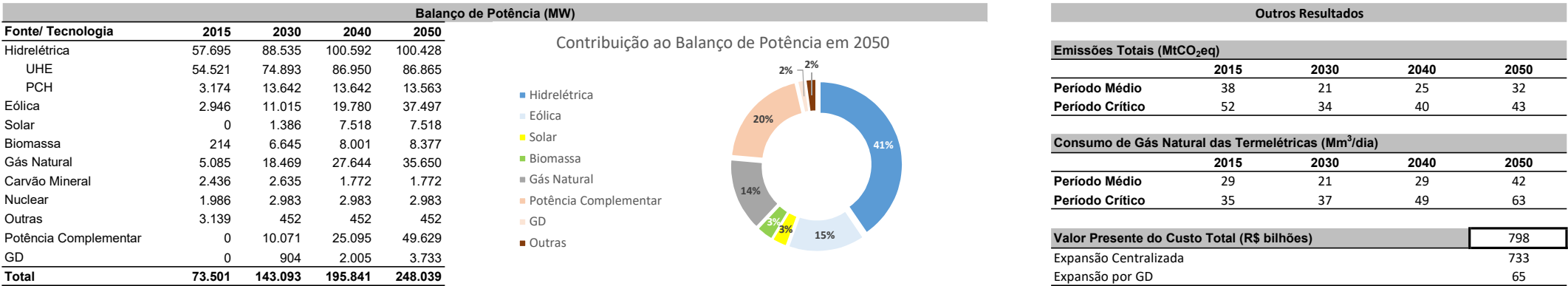
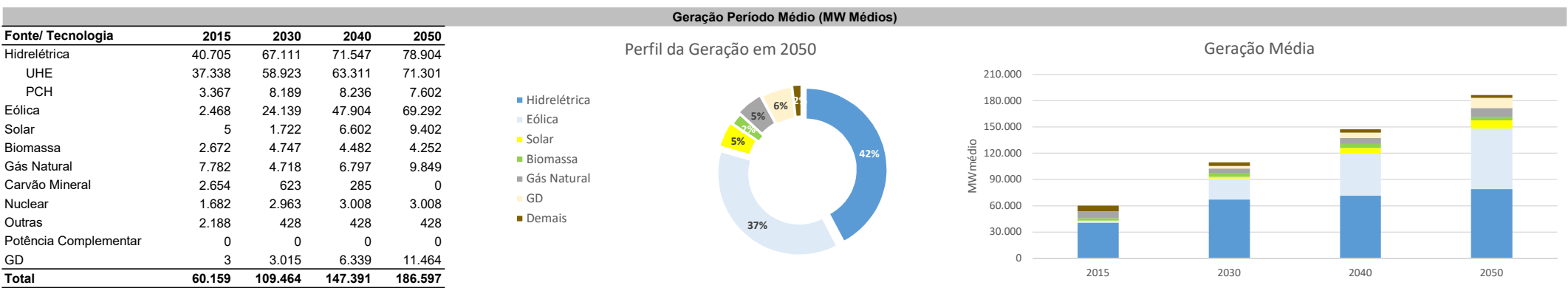
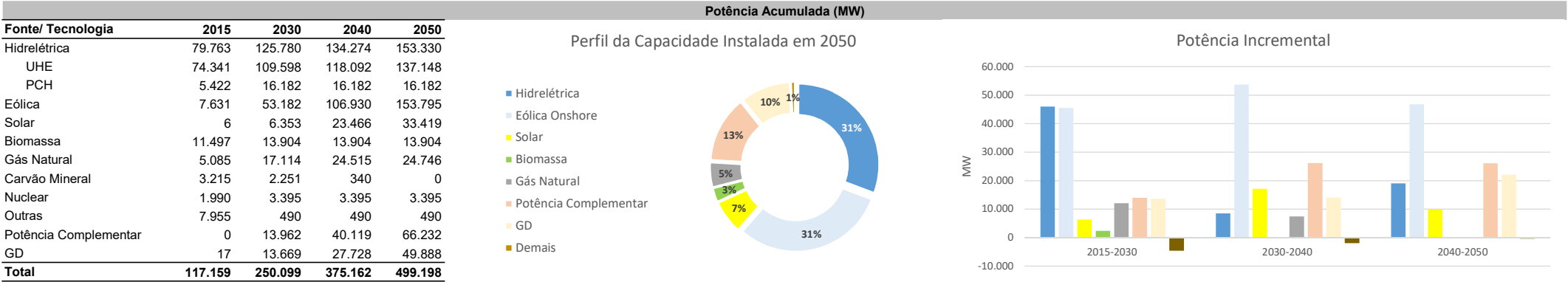
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		UHE em áreas de interferência em Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI com CAPEX dobrado. UHEs em áreas com interferência em UC com CAPEX dobrado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



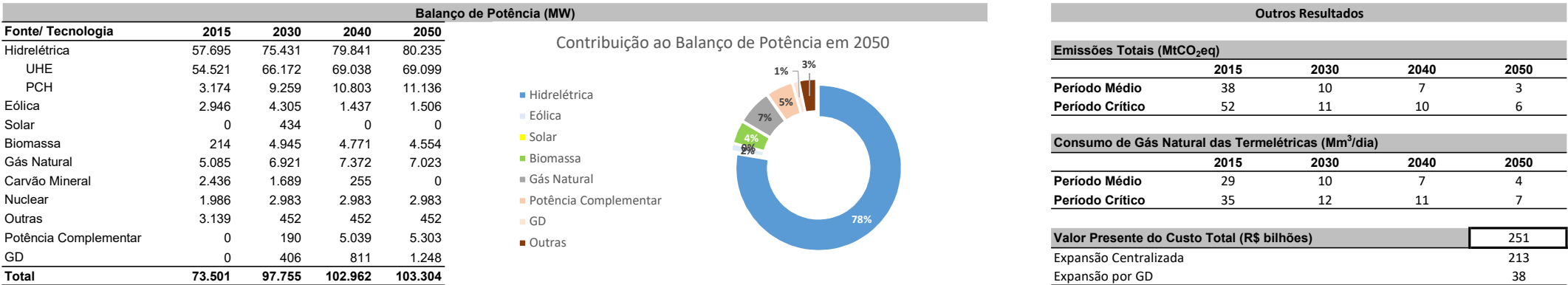
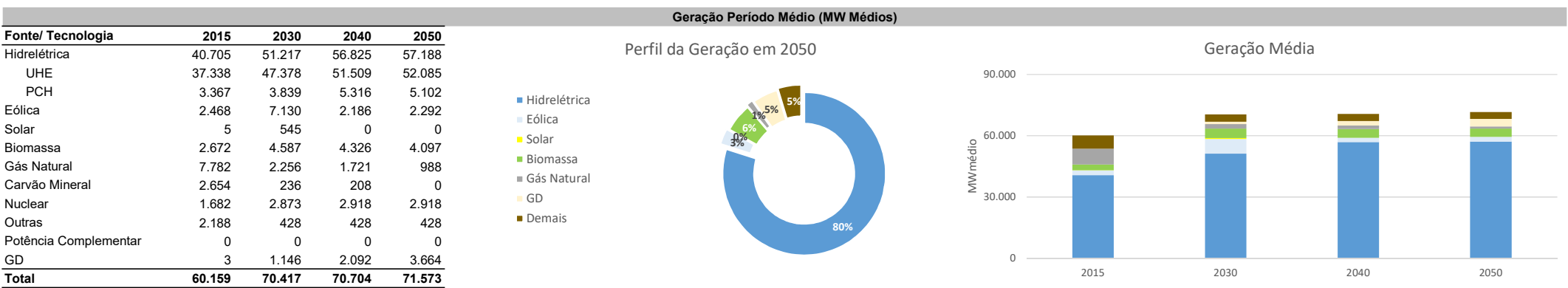
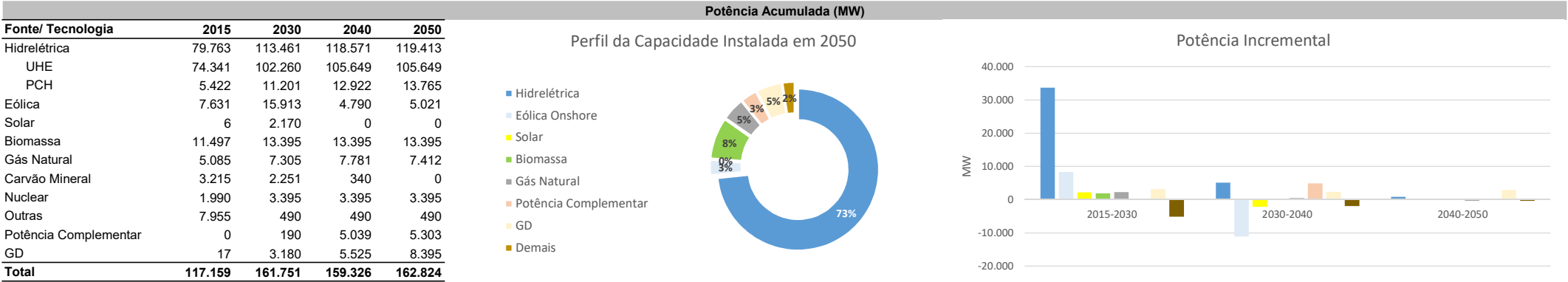
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		UHE com interferência pós 2040
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado com data mínima de entrada de UHEs em TI e UC em 2040
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



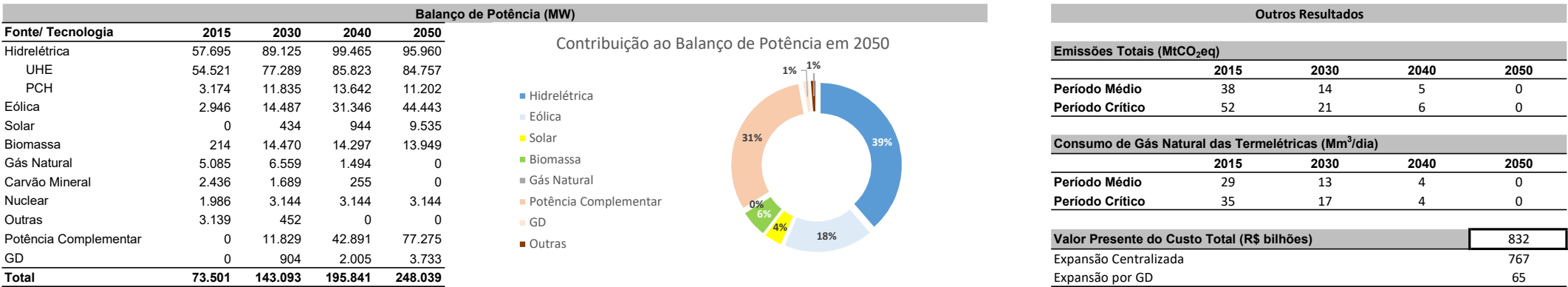
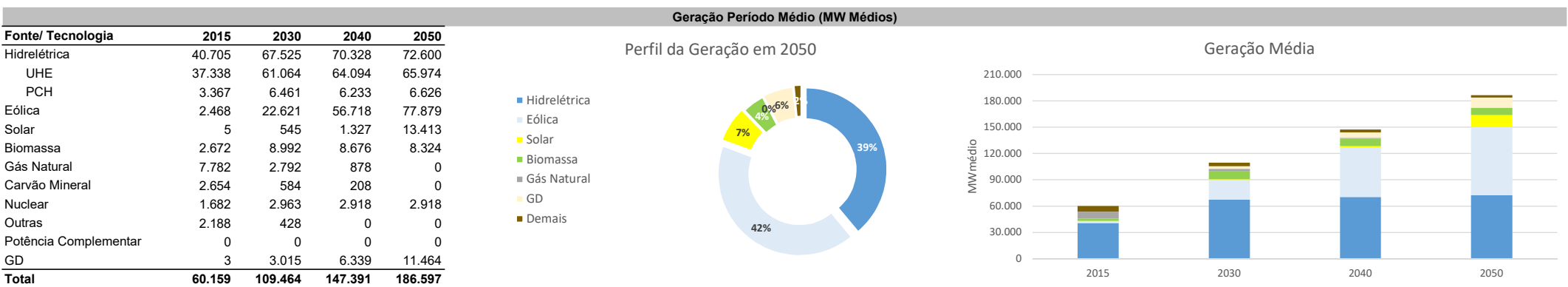
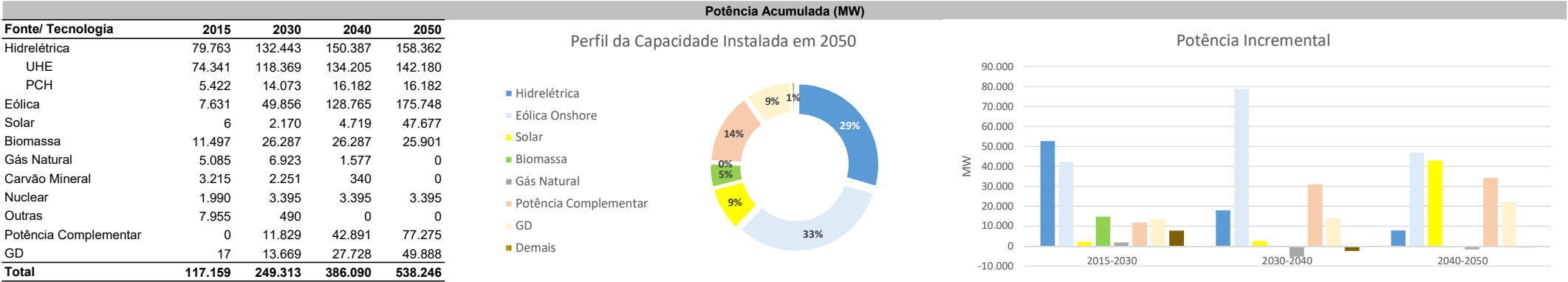
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Estagnação
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão em que se considera evolução da demanda de acordo com o Cenário de Estagnação



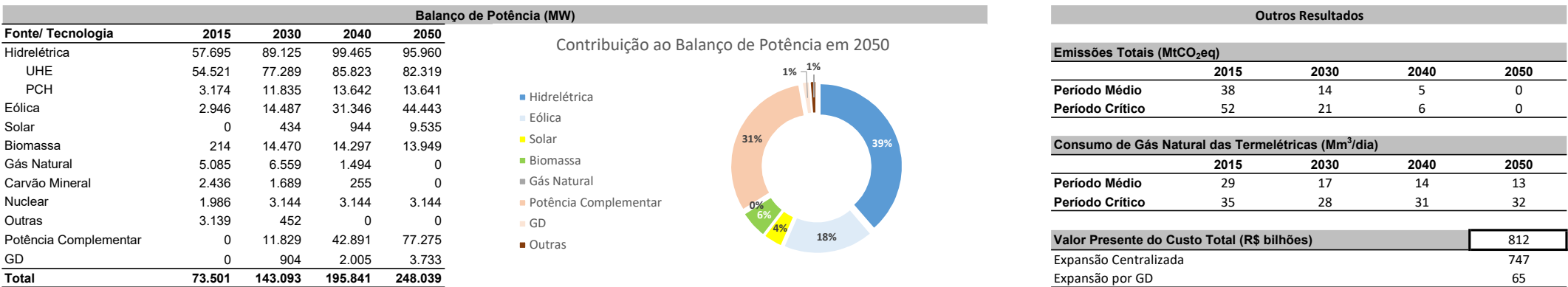
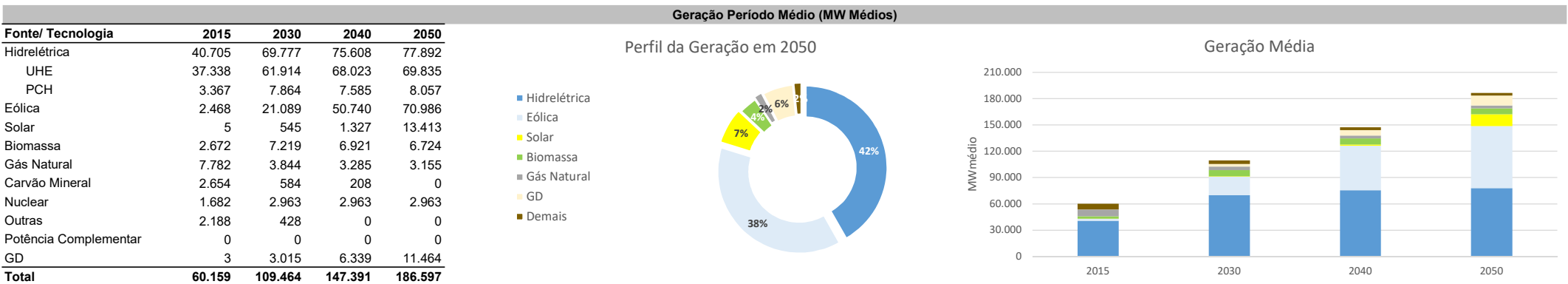
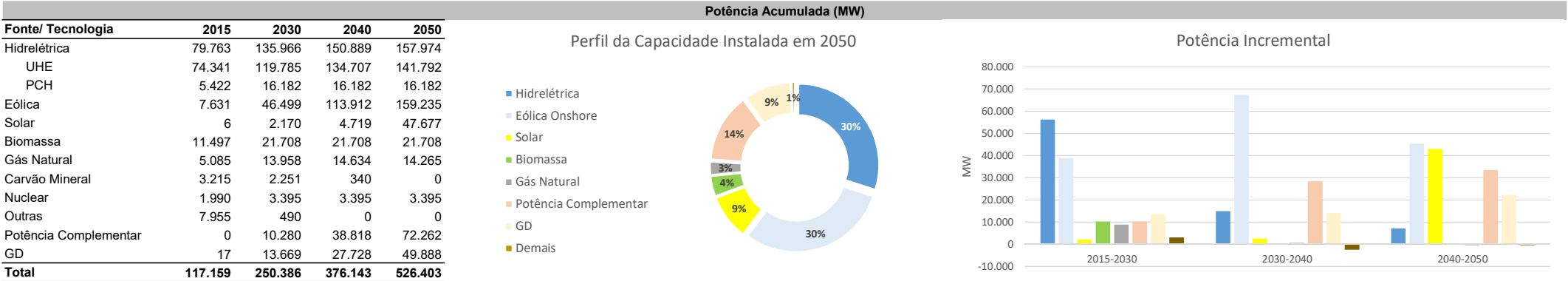
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Matriz elétrica 100% renovável em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Não é permitida expansão, nem a reconstratação
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Não é permitida expansão, nem a reconstratação
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

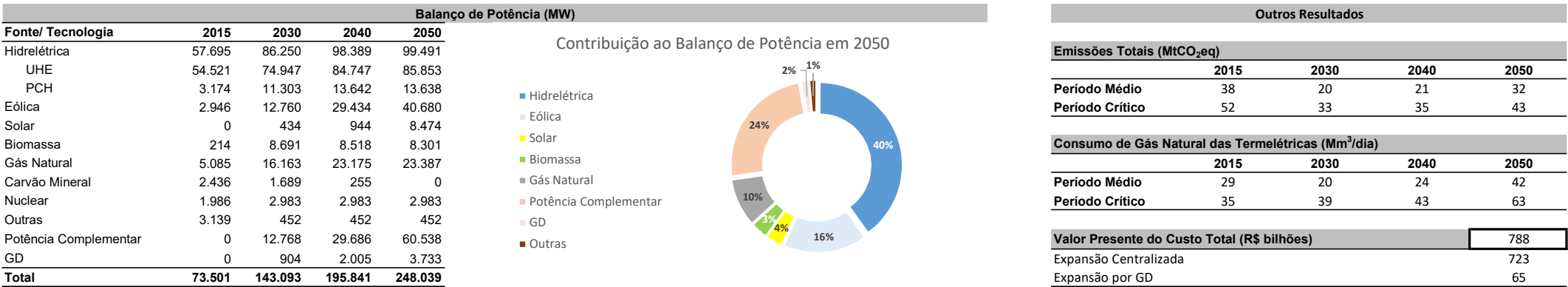
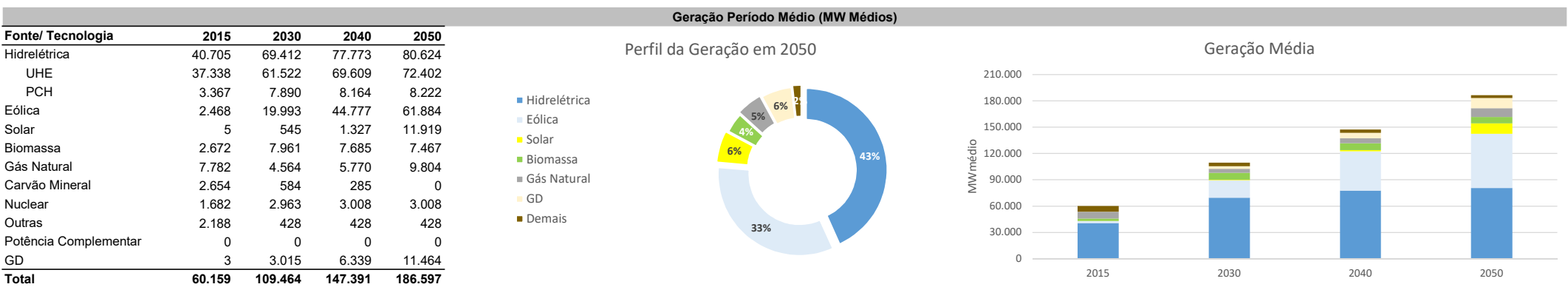
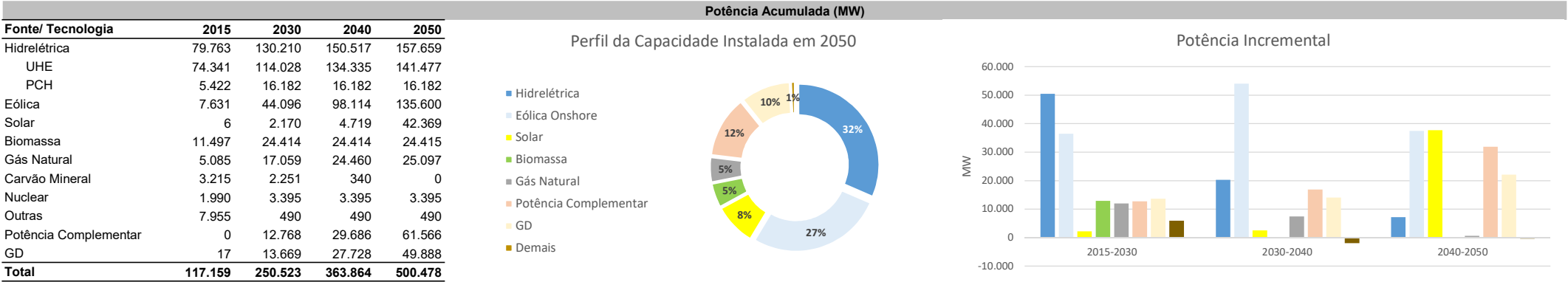


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Expansão sem fontes emissoras
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

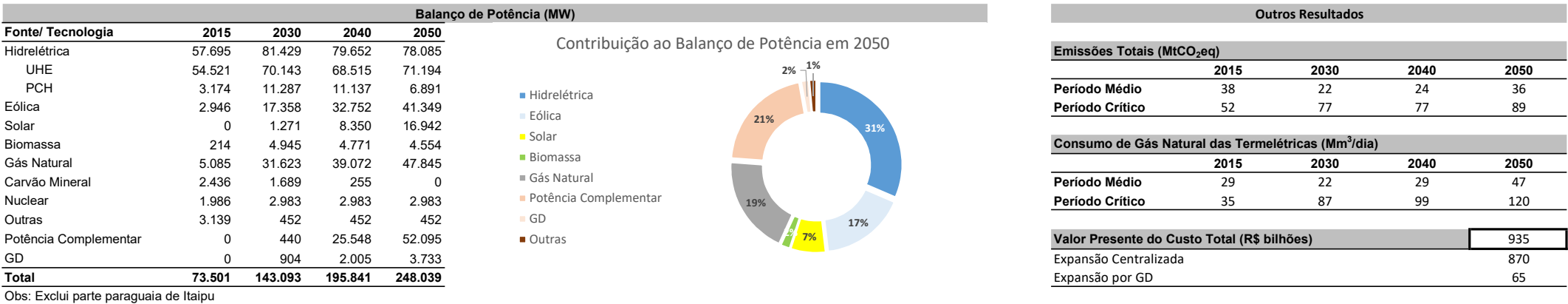
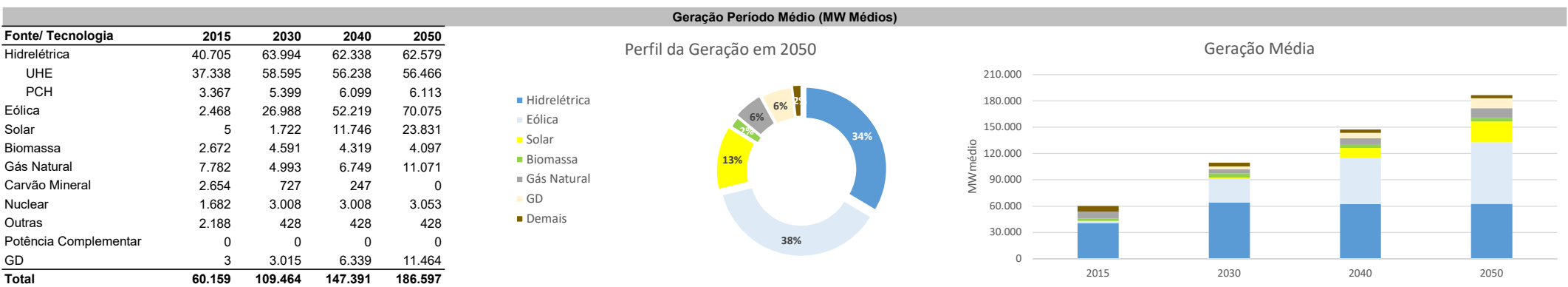
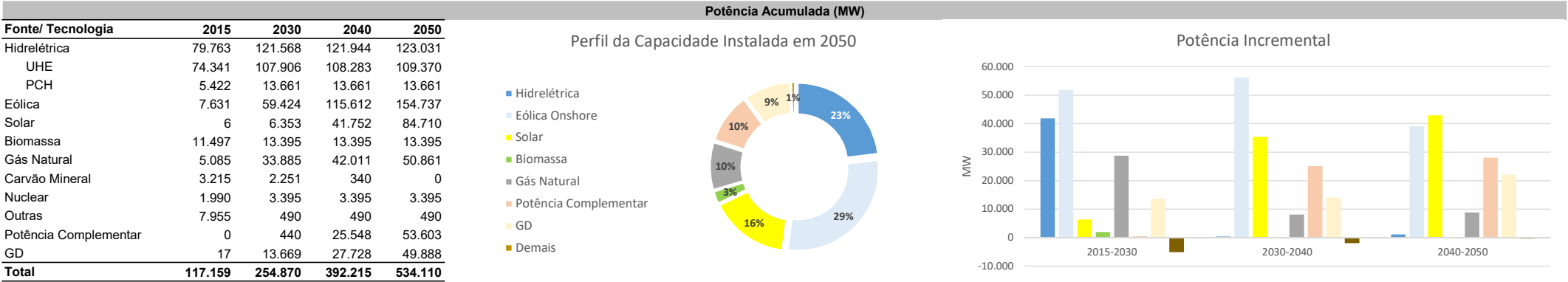


Nome		Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

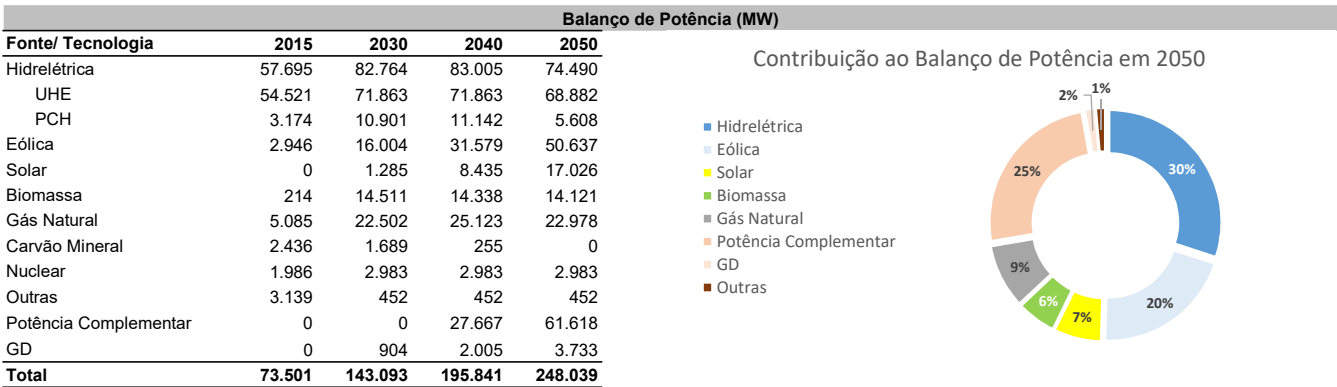
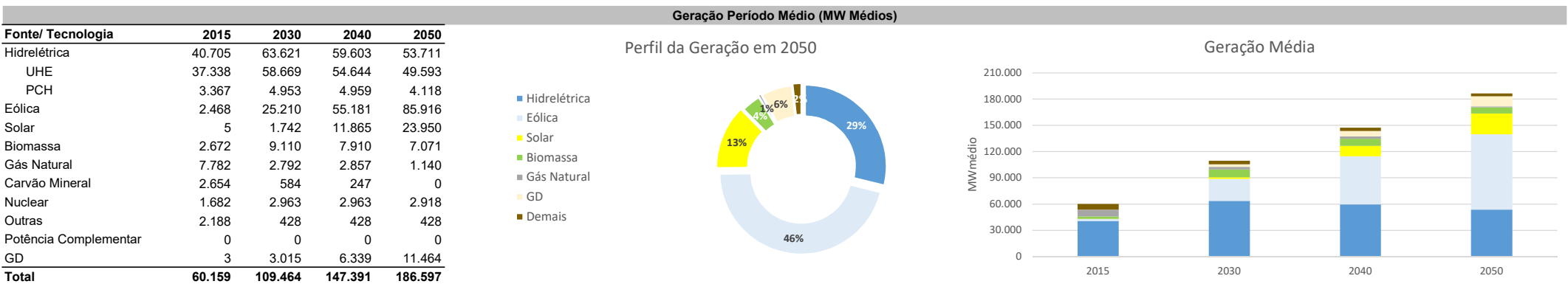
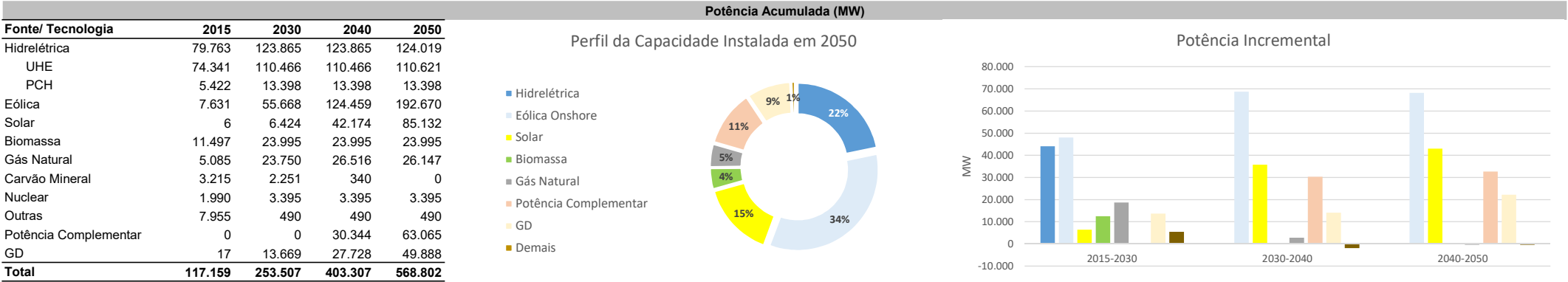


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento.
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



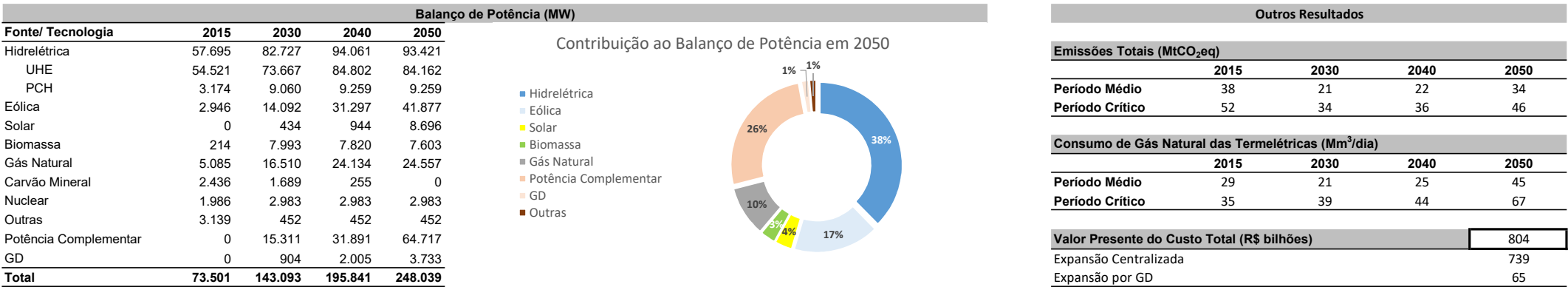
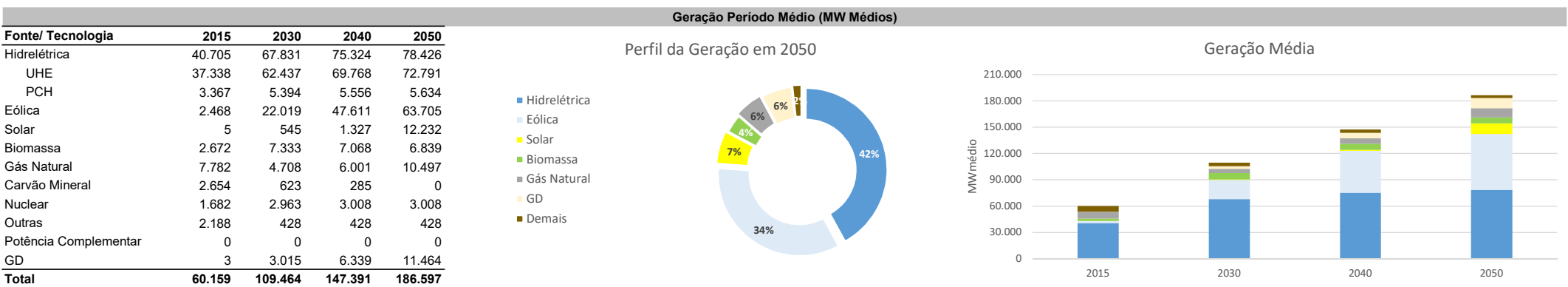
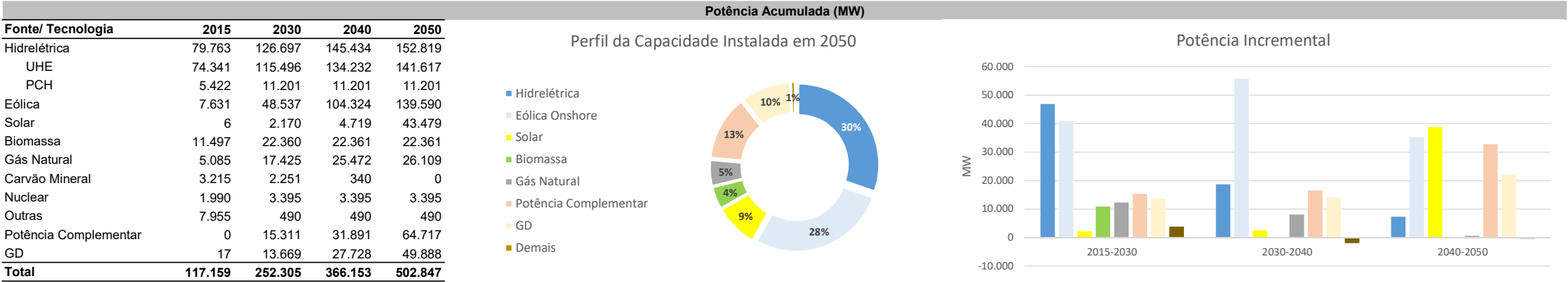
Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



Outros Resultados				
Emissões Totais (MtCO ₂ eq)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	38	14	5	0
Período Crítico	52	27	7	0
Consumo de Gás Natural das Termelétricas (Mm³/dia)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	29	13	12	5
Período Crítico	35	54	53	38
Valor Presente do Custo Total (R\$ bilhões)				1.001
Expansão Centralizada				936
Expansão por GD				65

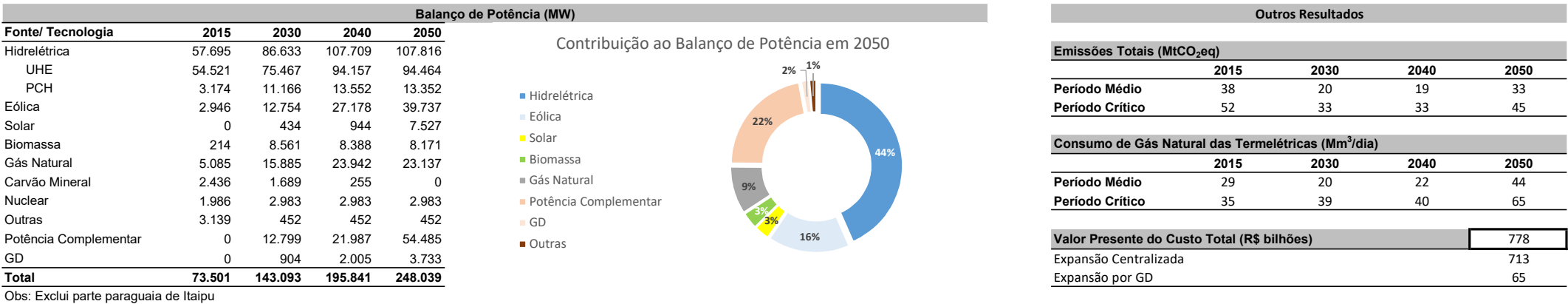
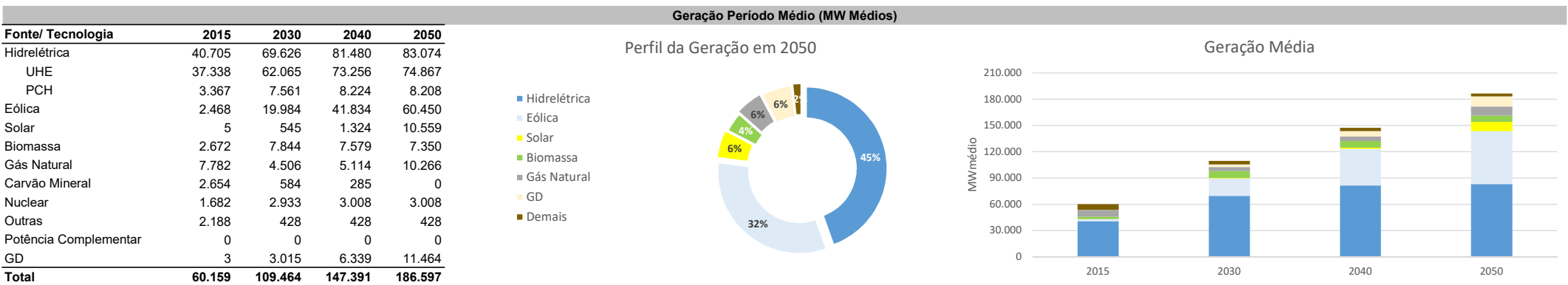
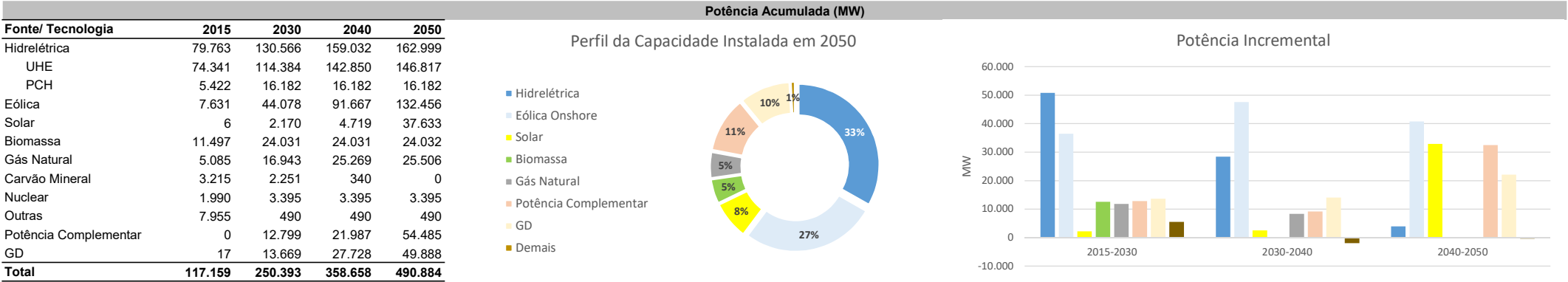
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Custo do CAPEX de PCH aumentado em 100%

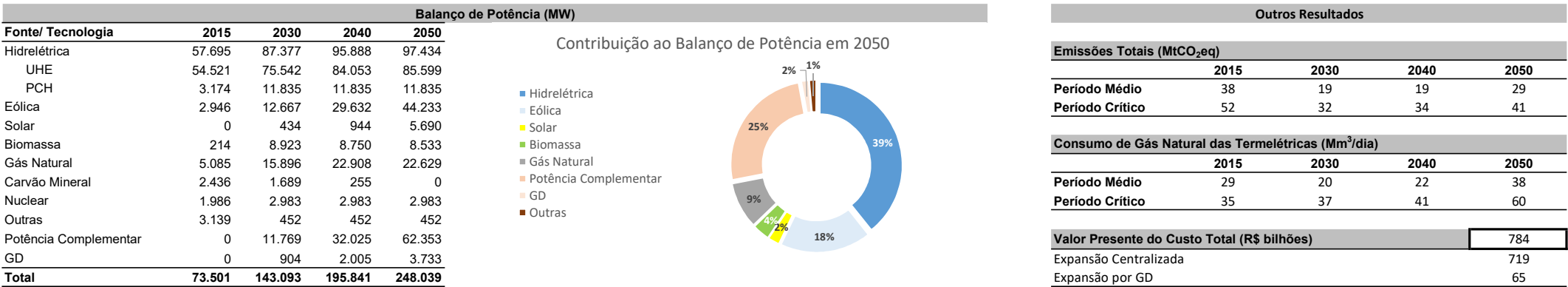
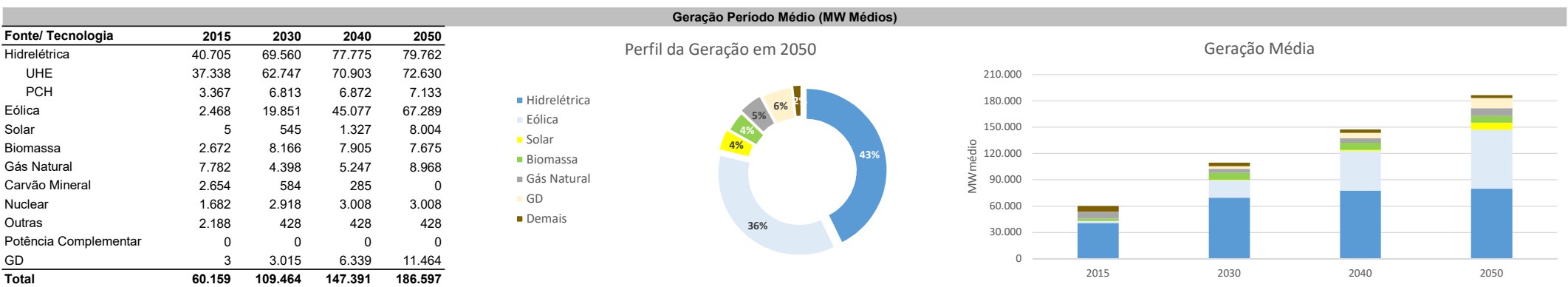
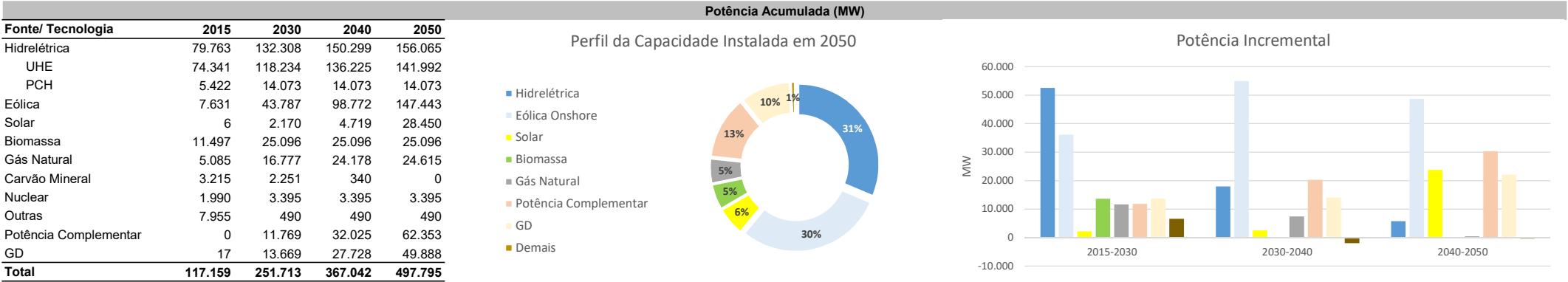


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Repotenciação de UHE
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova

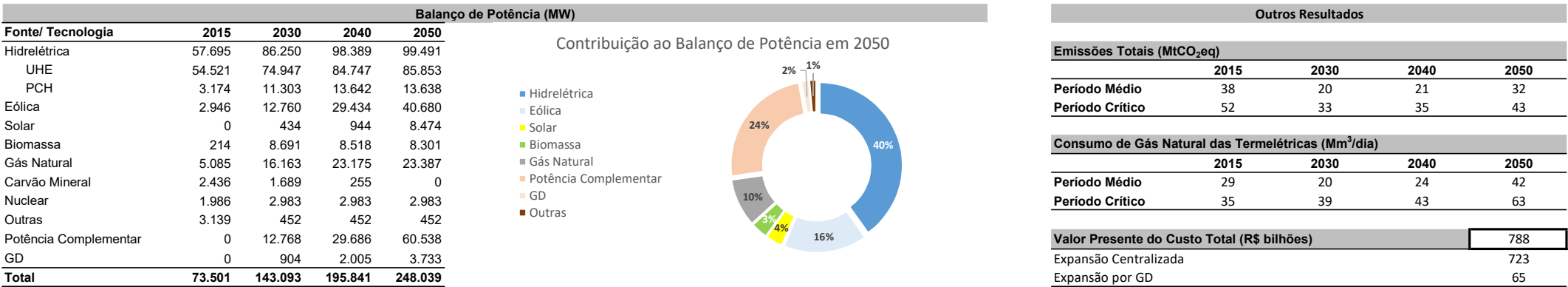
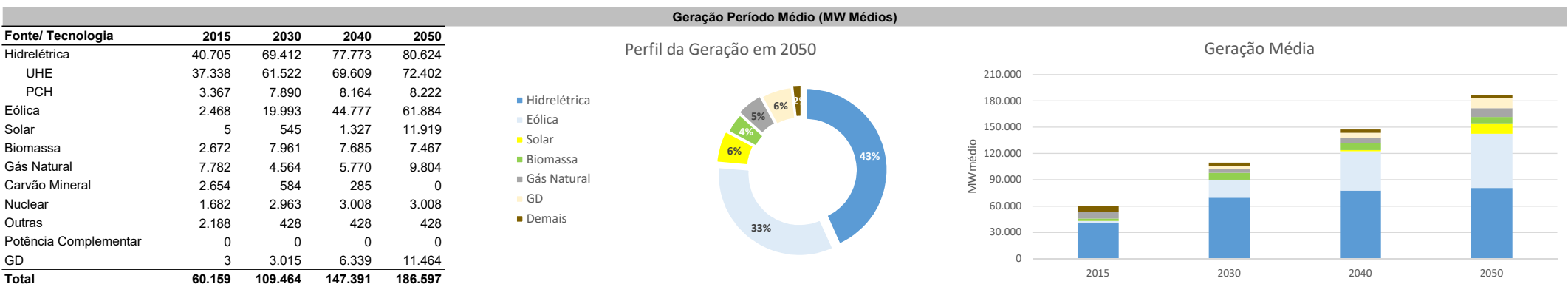
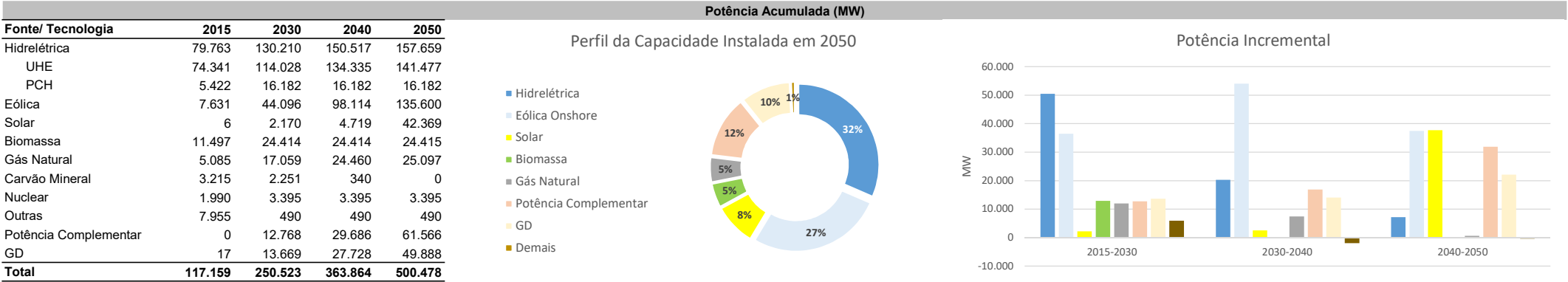


Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais com custo do Sistema de Transmissão até a fronteira com Brasil incluído



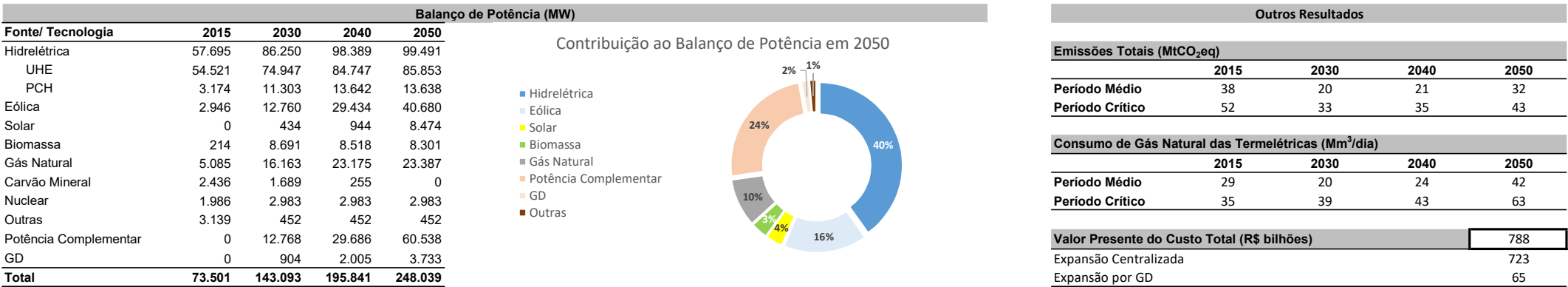
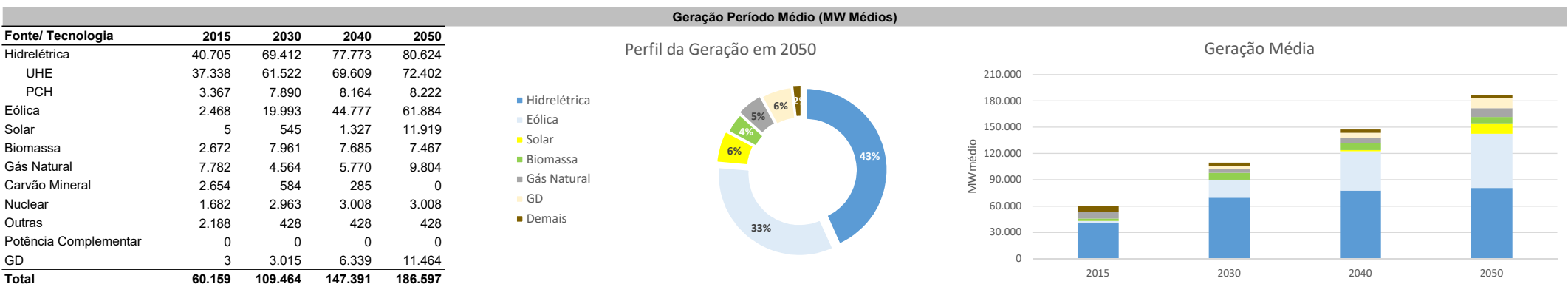
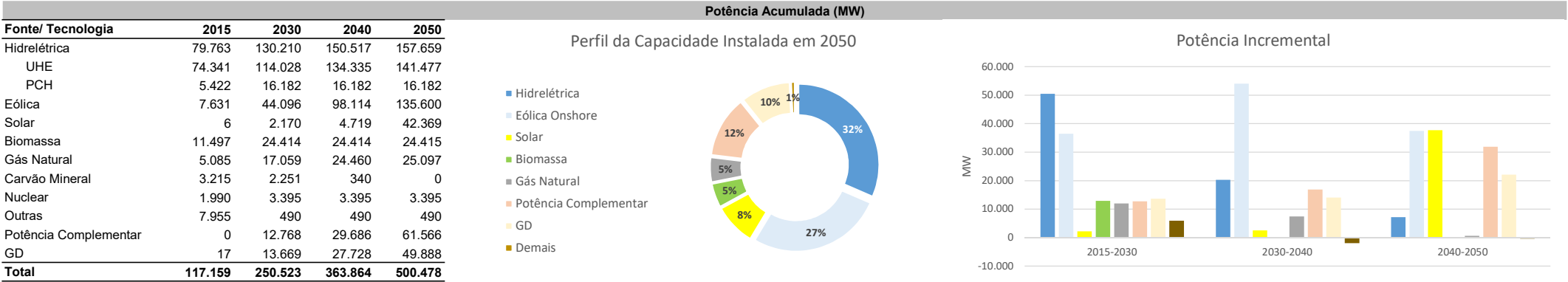
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% maior



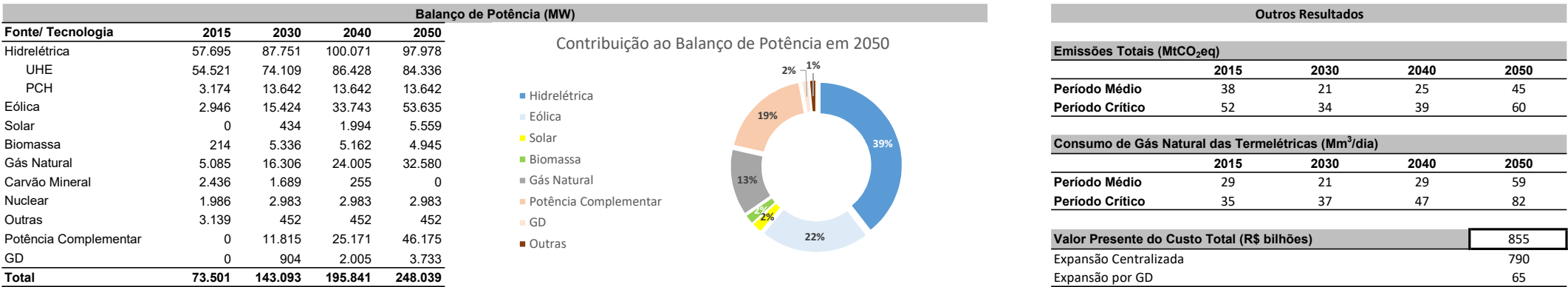
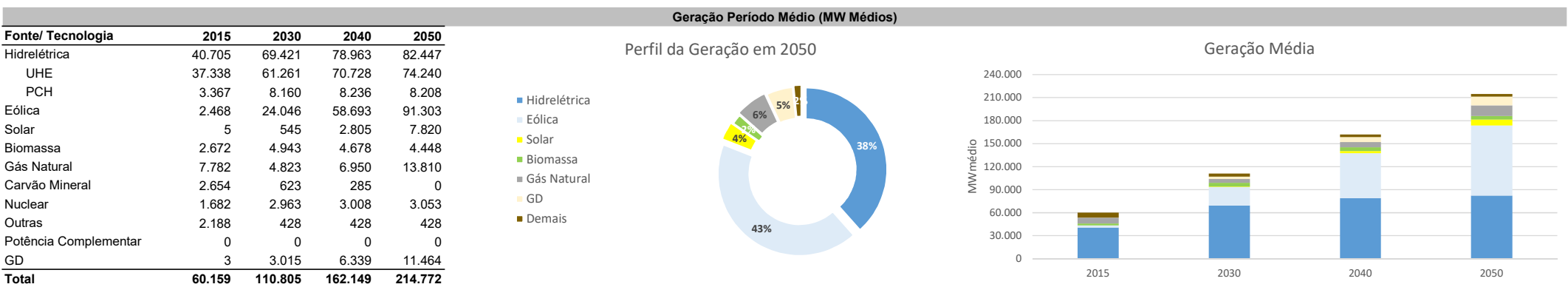
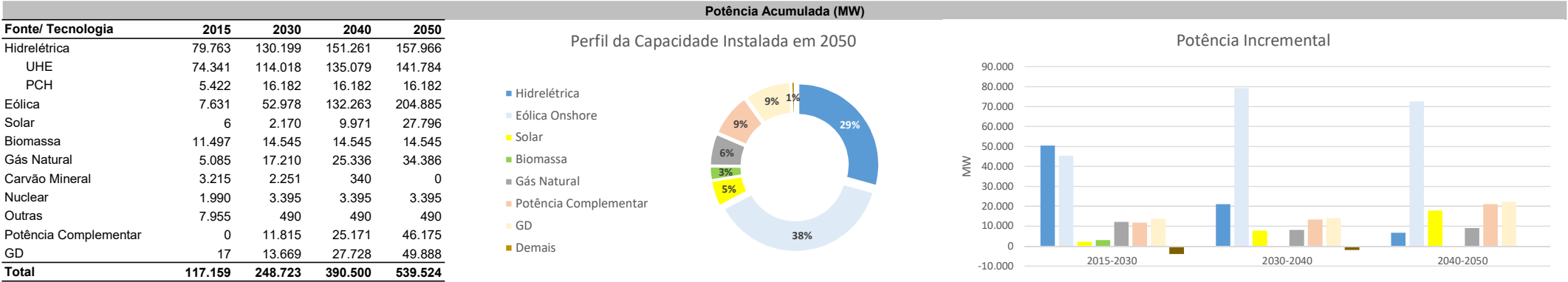
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% menor



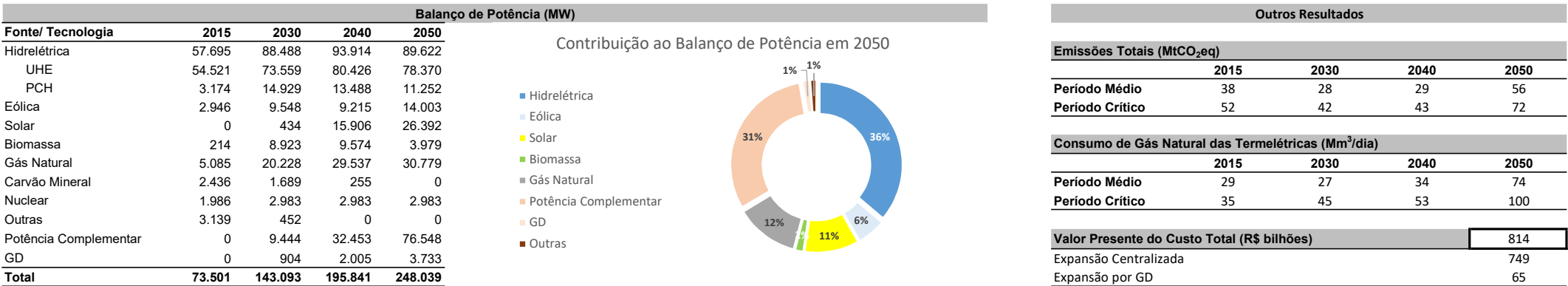
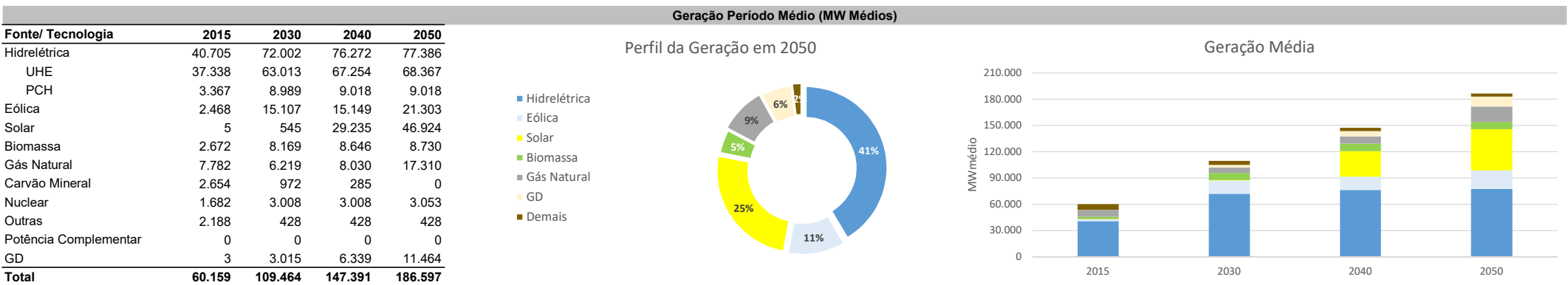
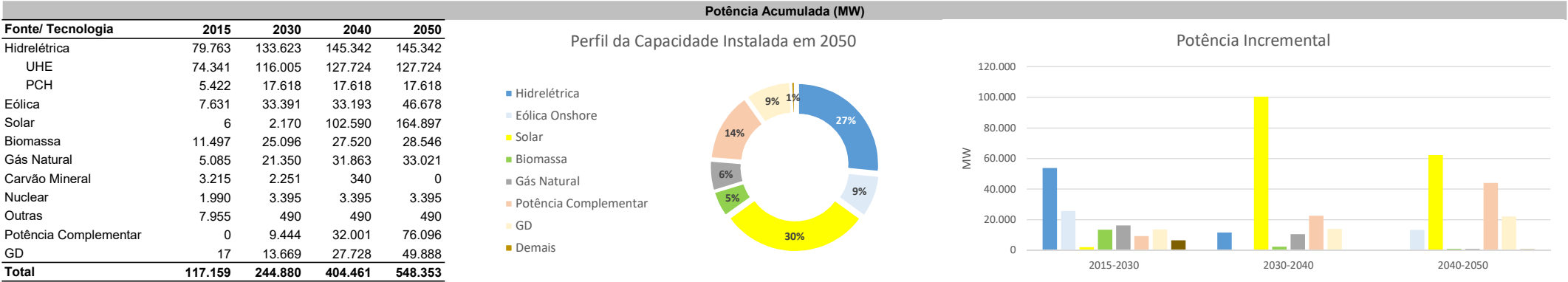
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050, com crescimento linear a partir de 2030



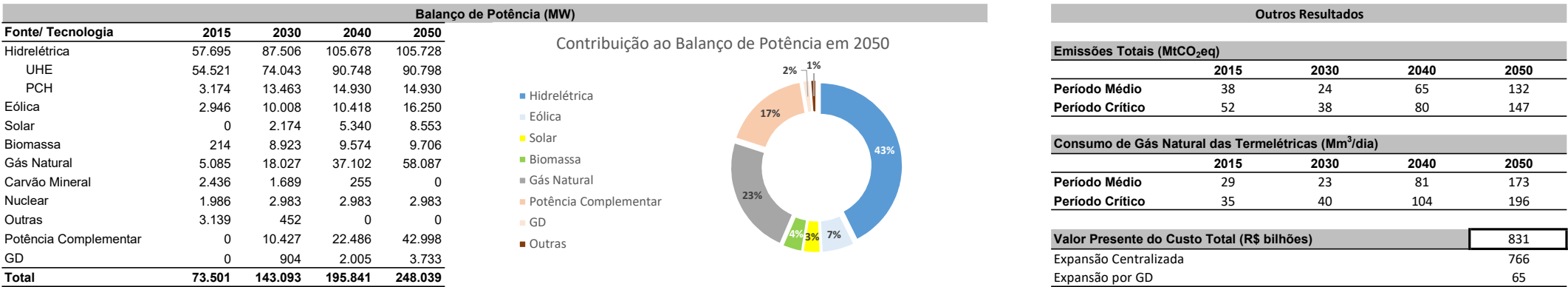
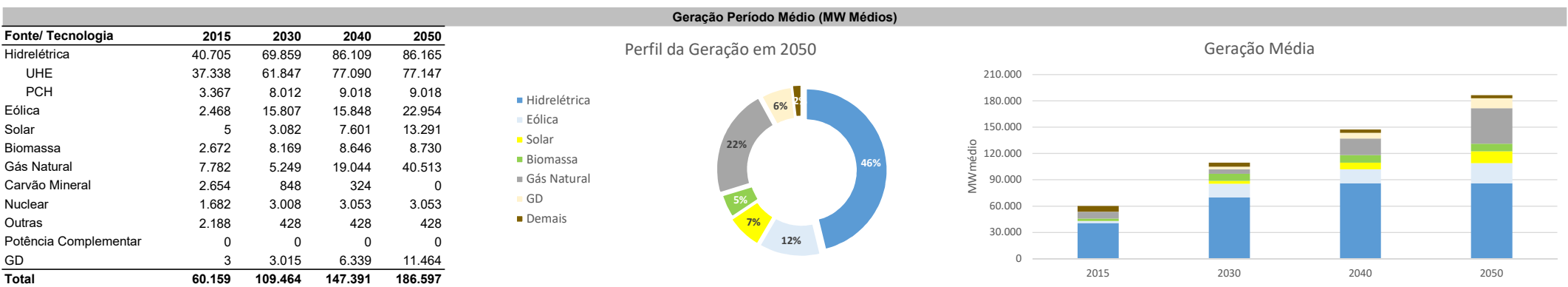
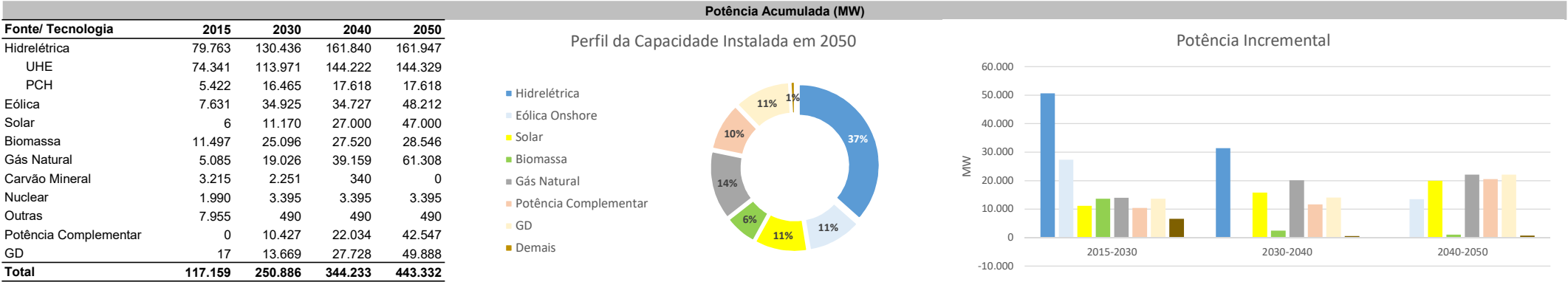
Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



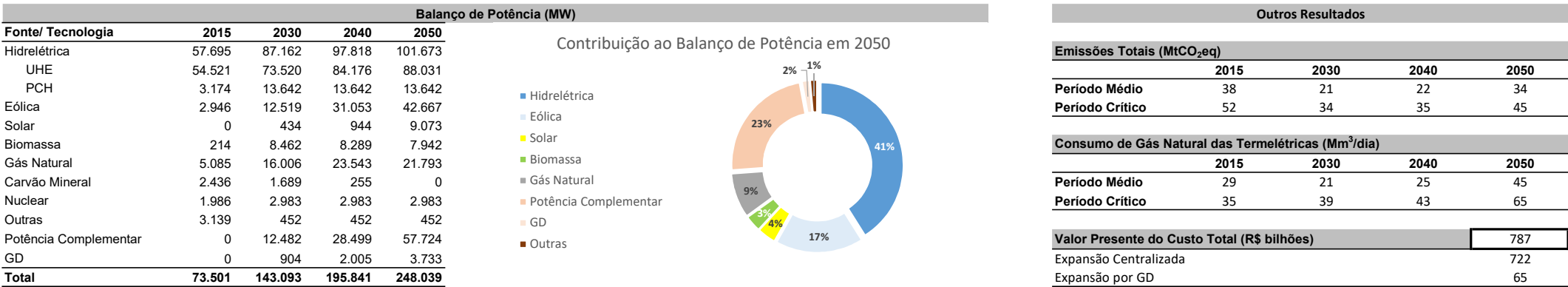
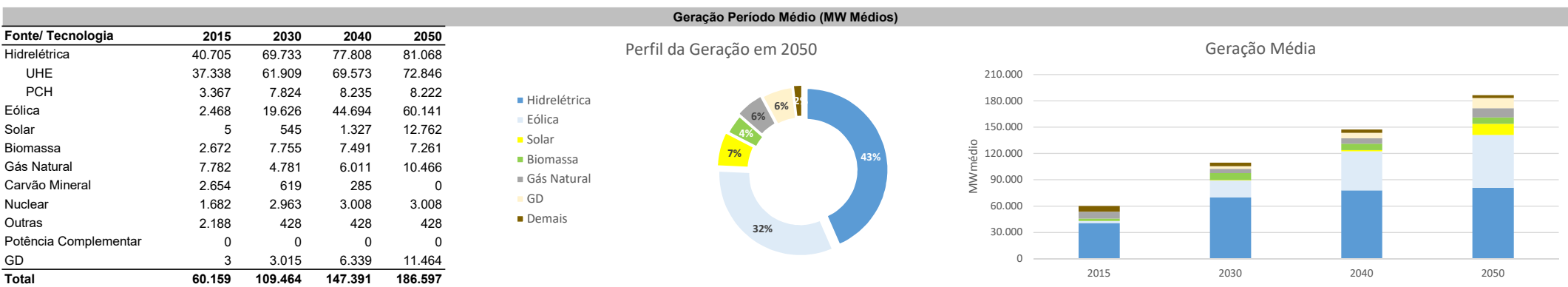
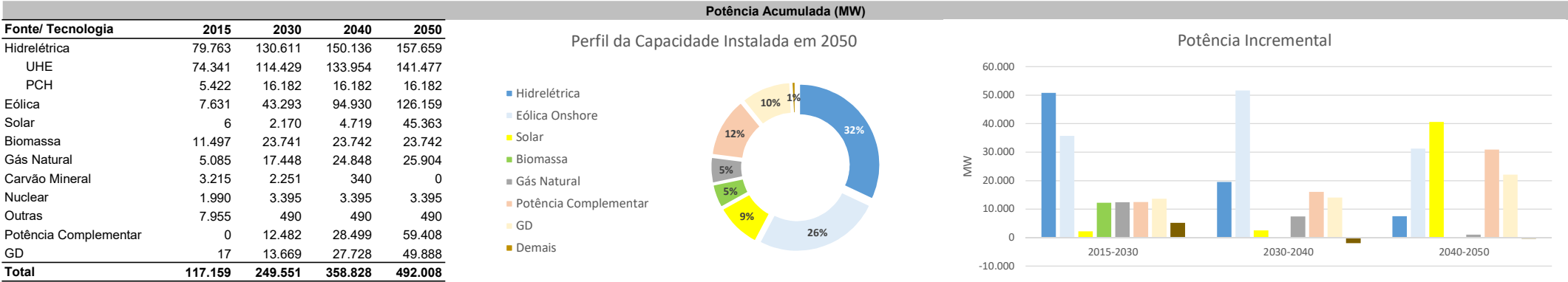
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada de Eólica e de PV Solar limitadas a 50 GW (cada uma) no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		



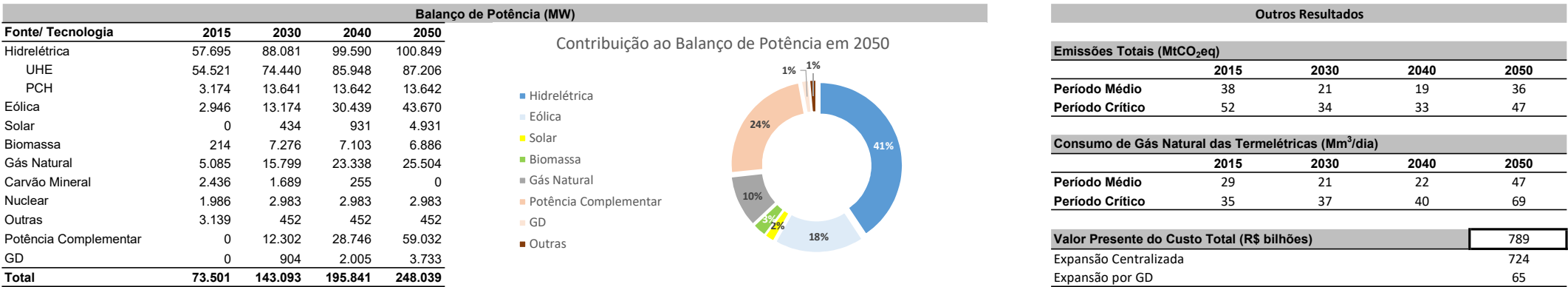
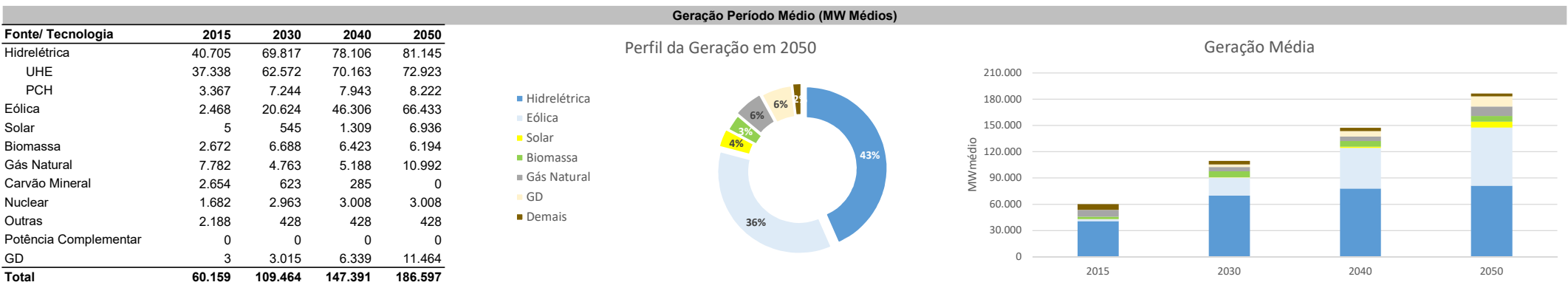
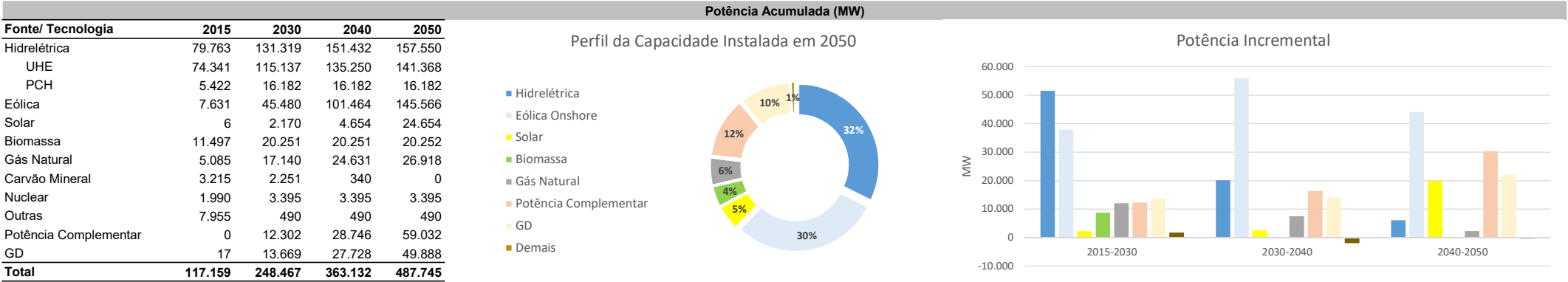
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019) com 20% de redução no CAPEX
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		0



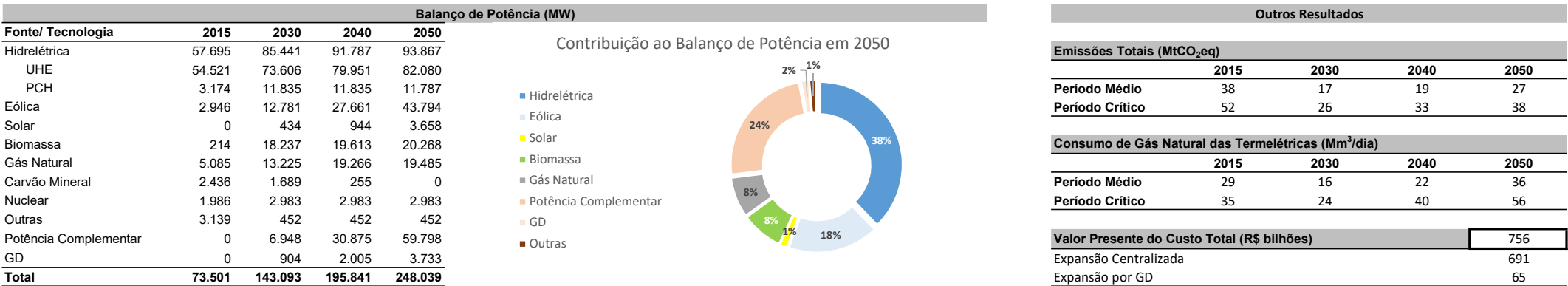
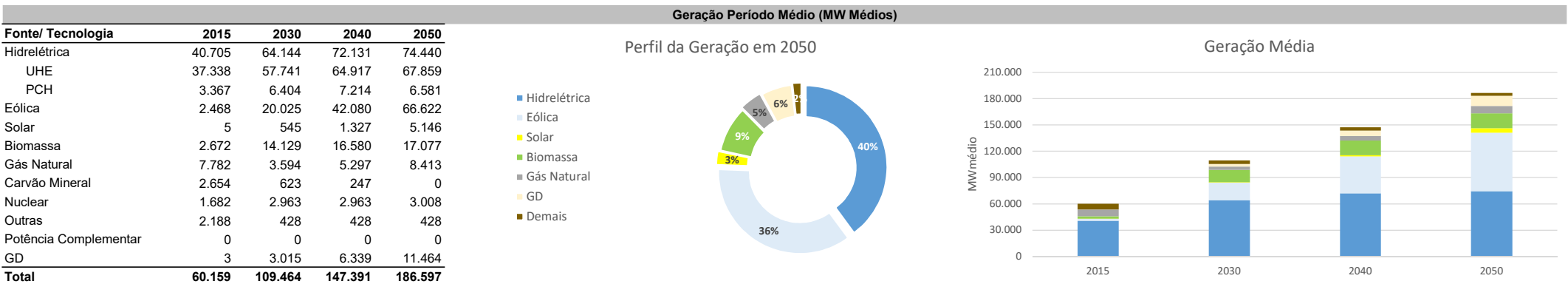
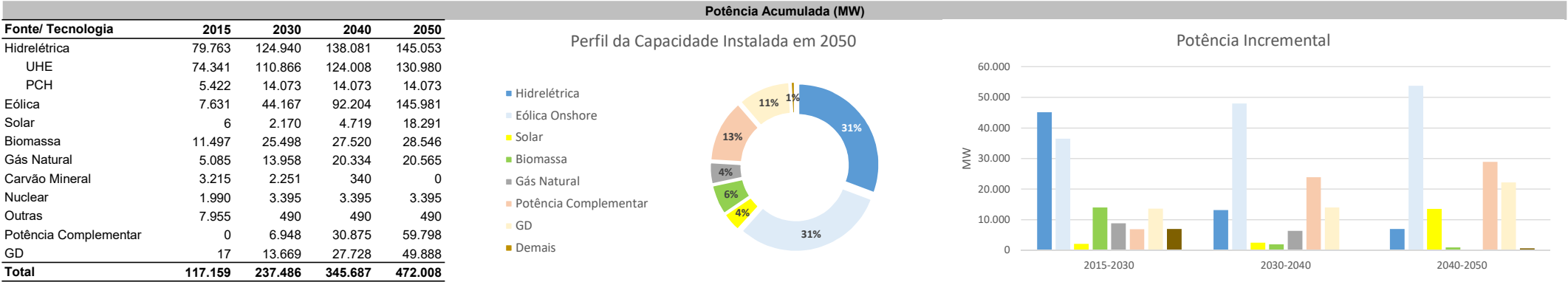
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada Total de Solar PV limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		



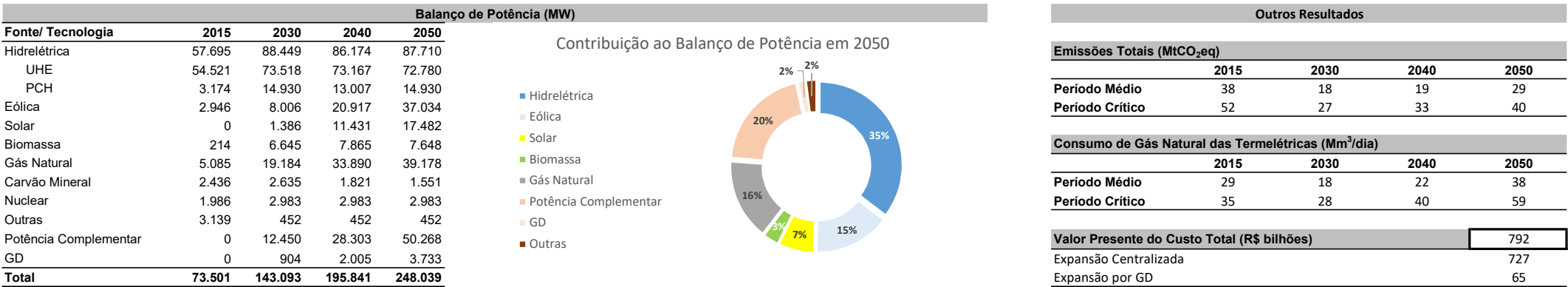
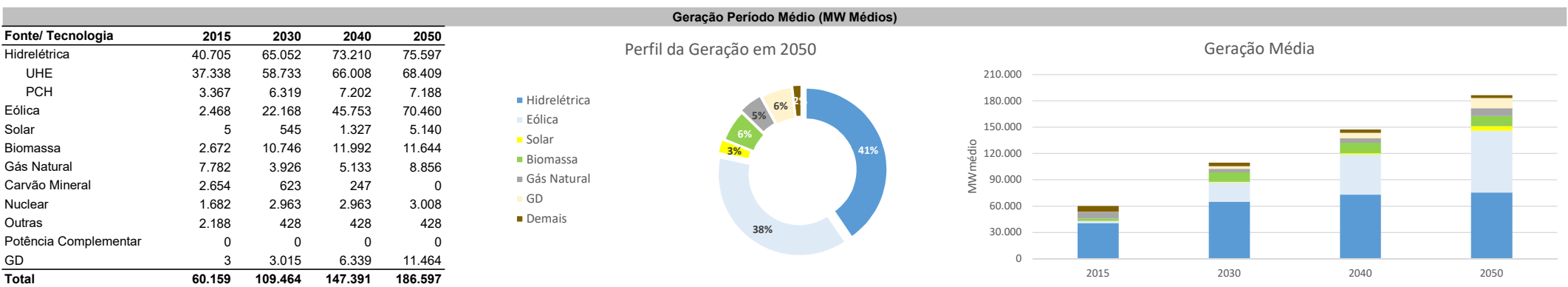
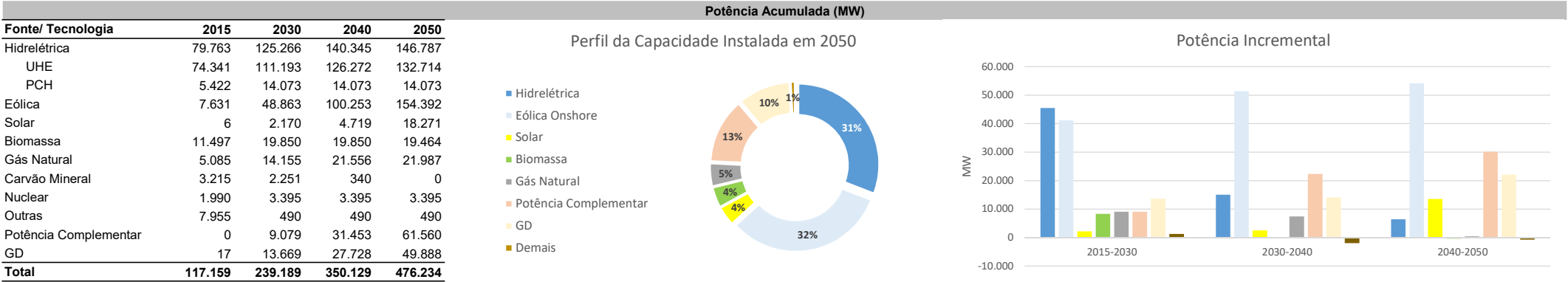
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 67/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)



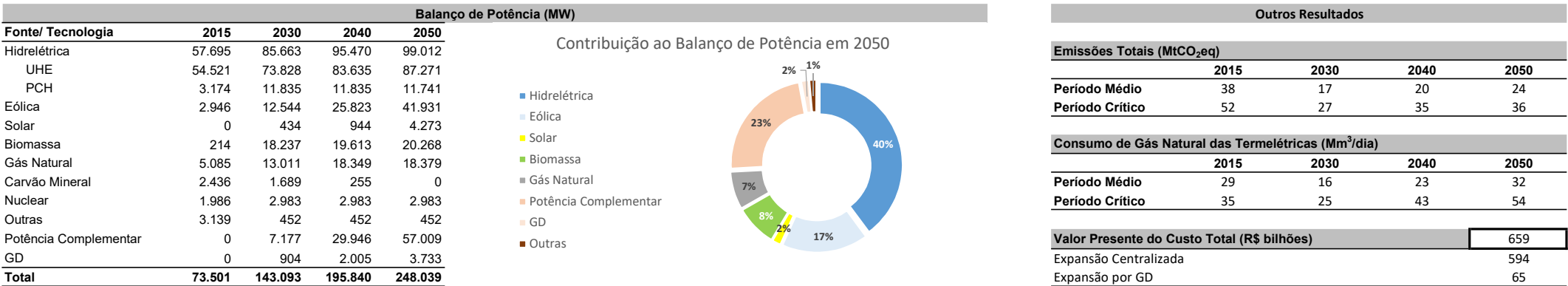
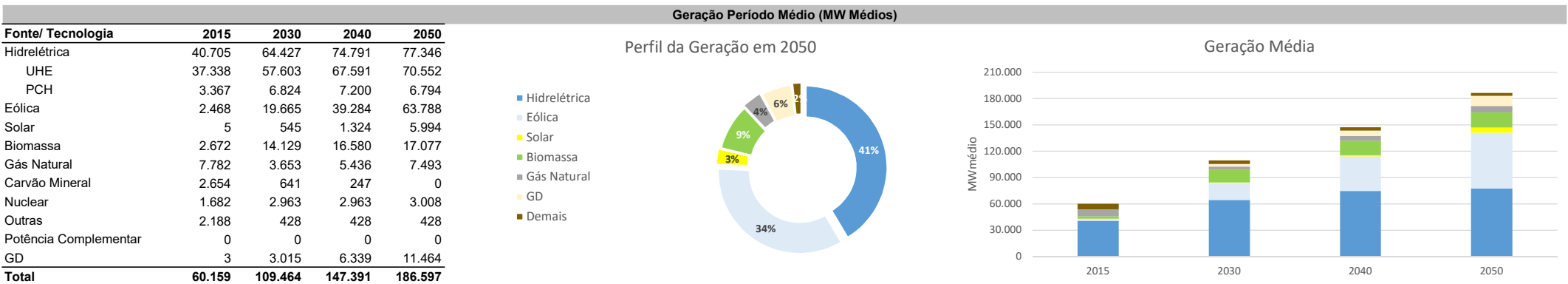
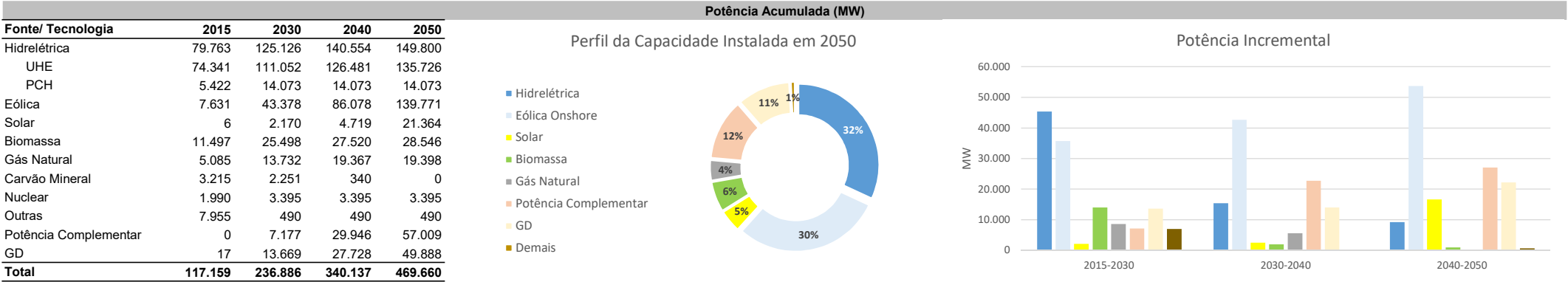
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 100/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)



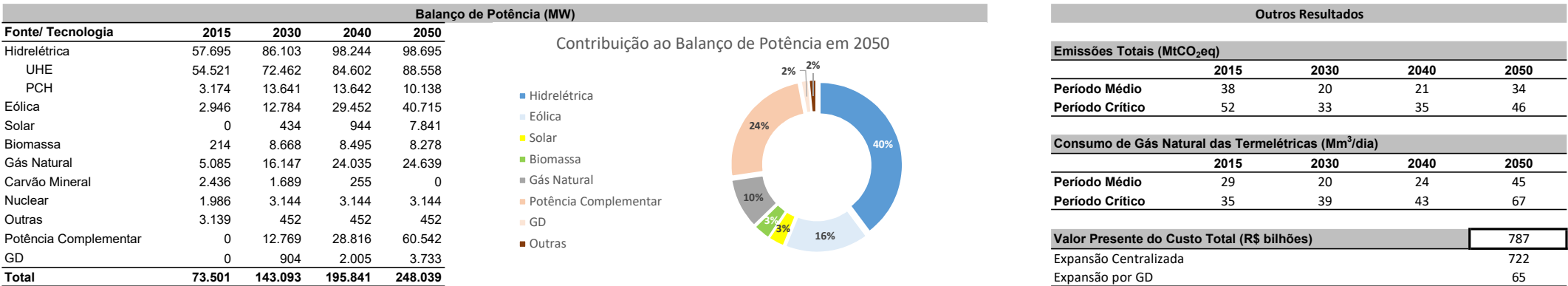
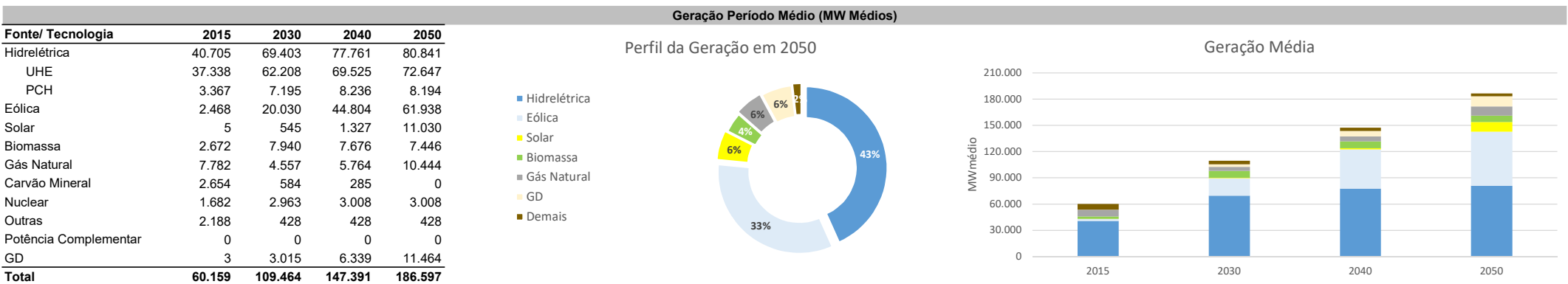
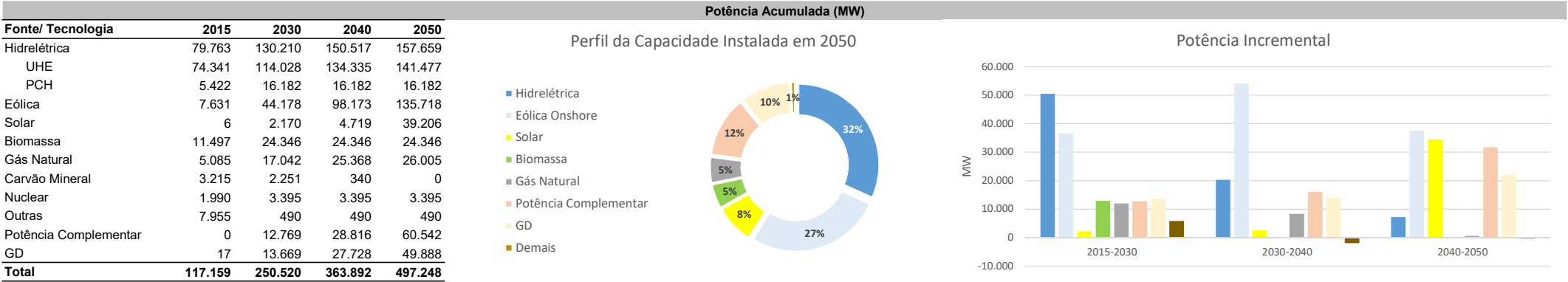
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Repotenciação e Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova.



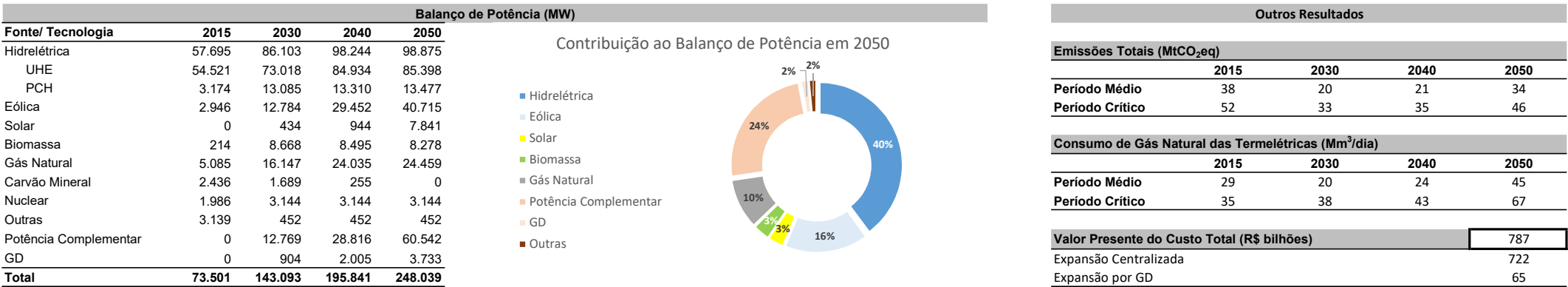
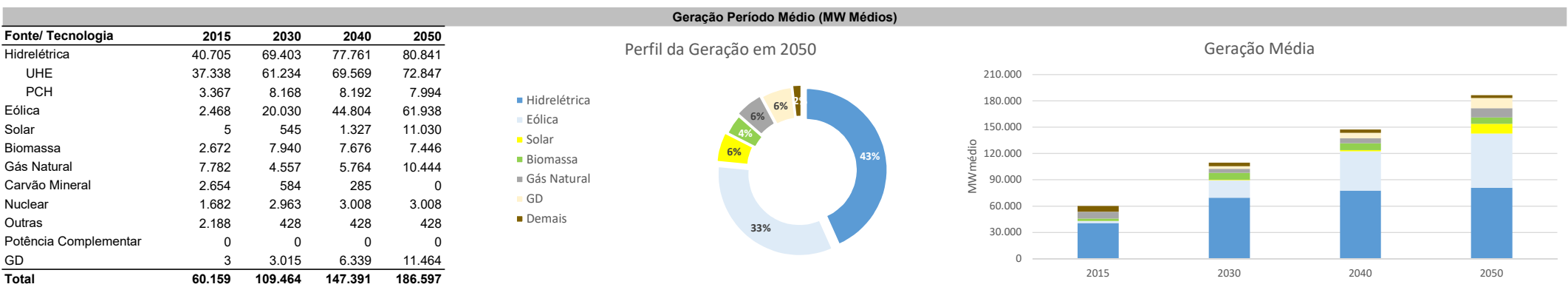
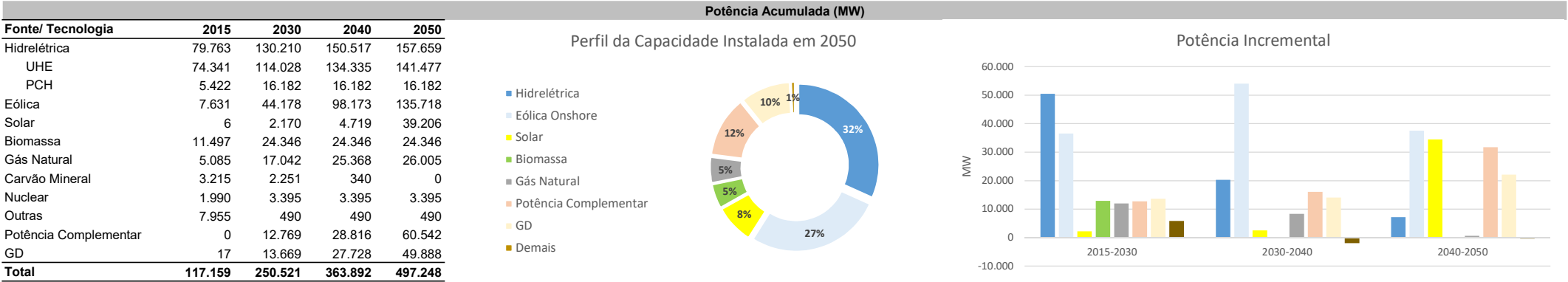
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



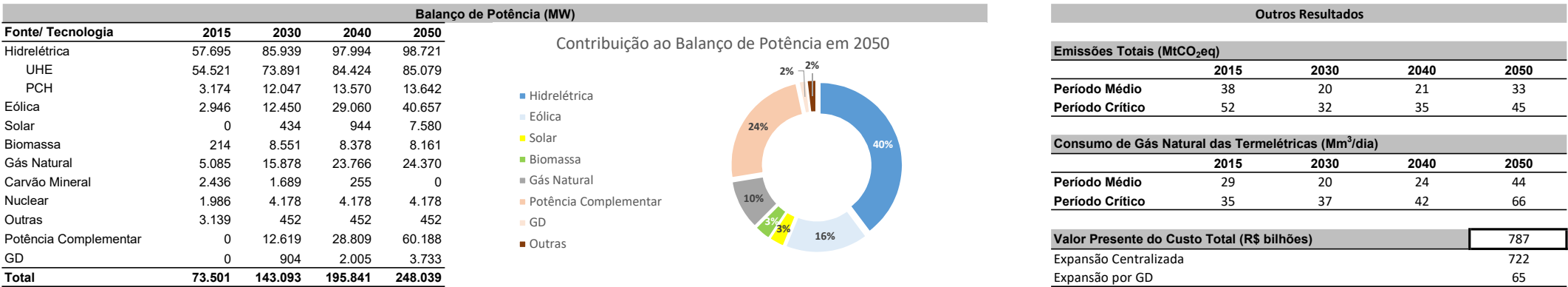
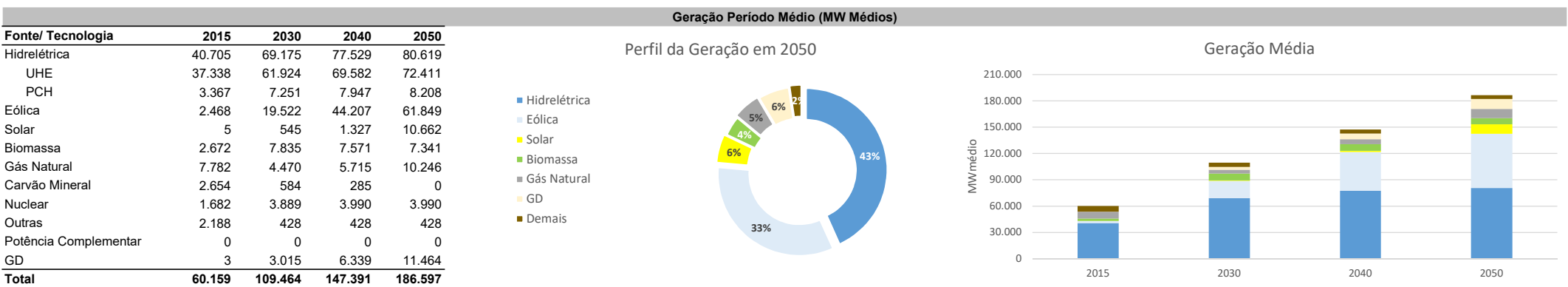
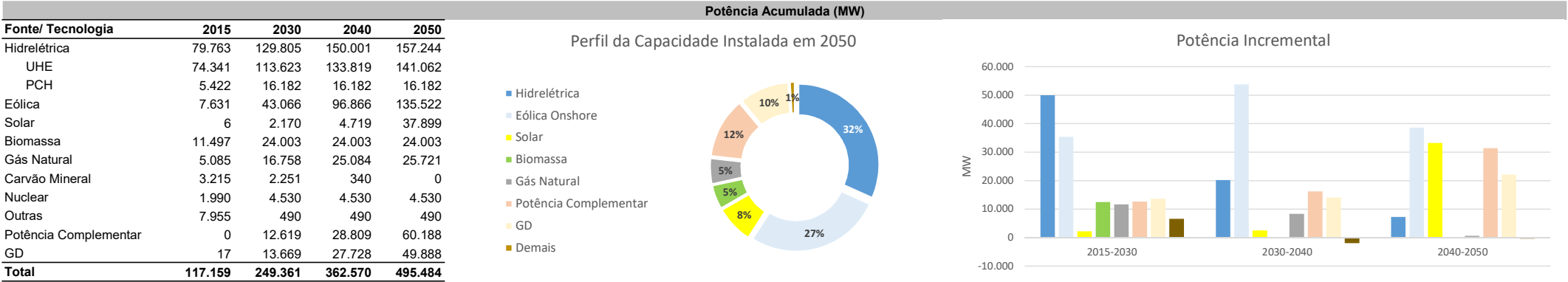
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



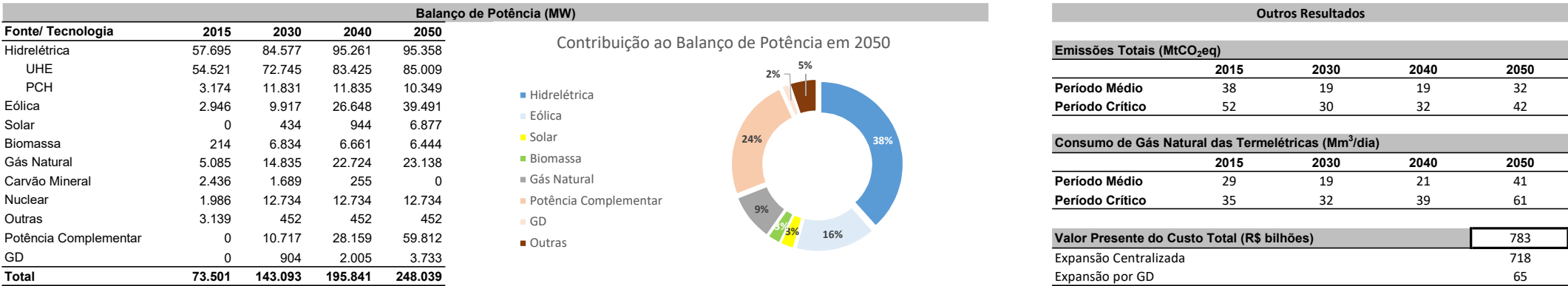
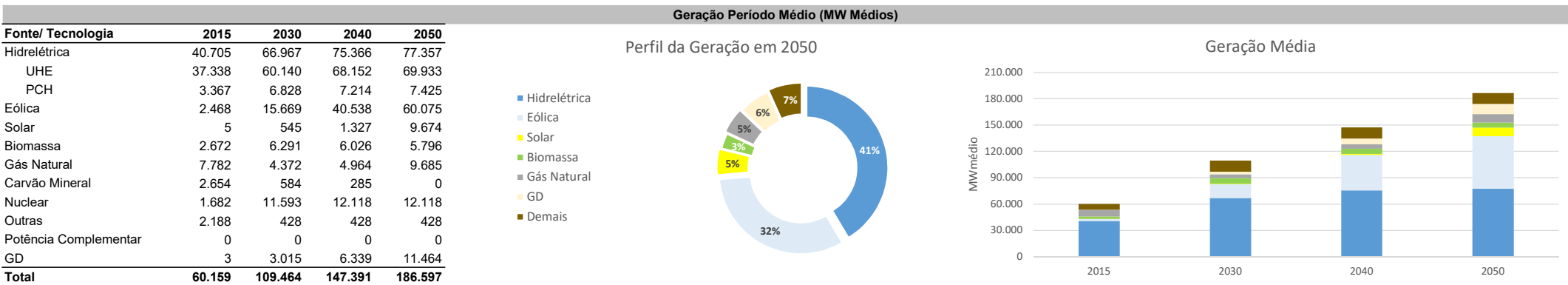
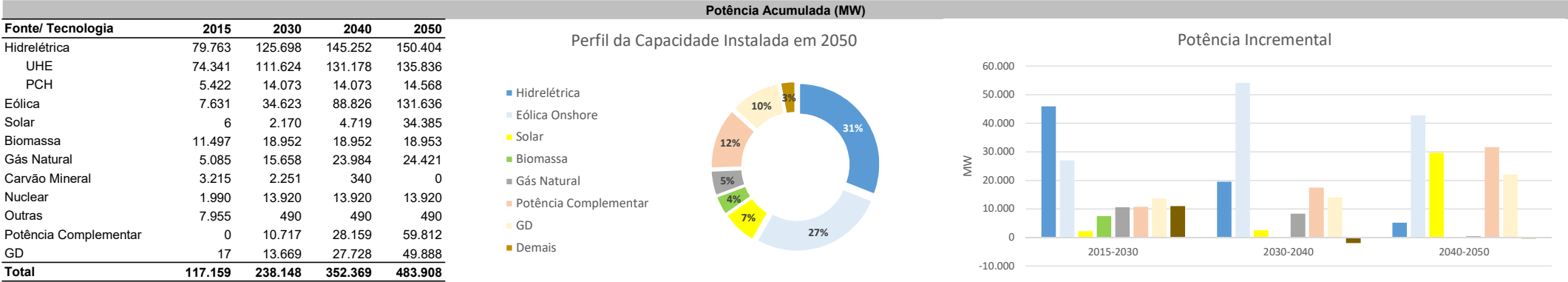
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



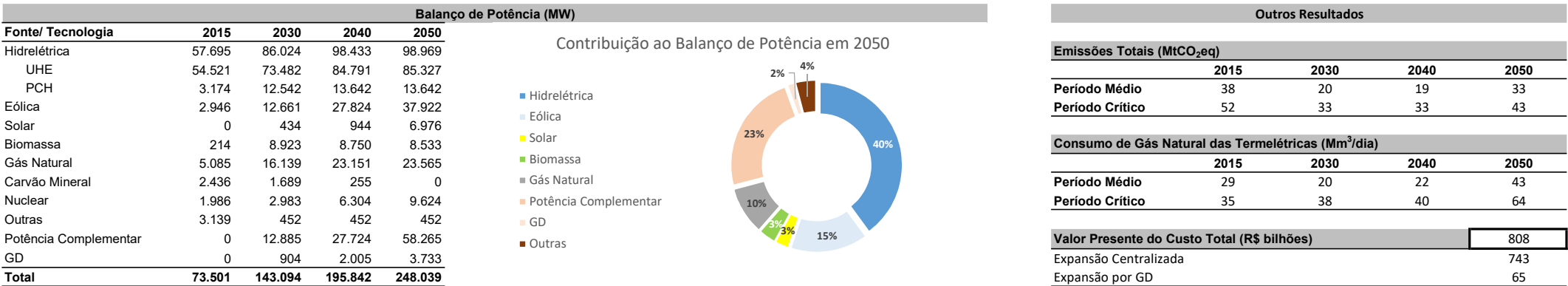
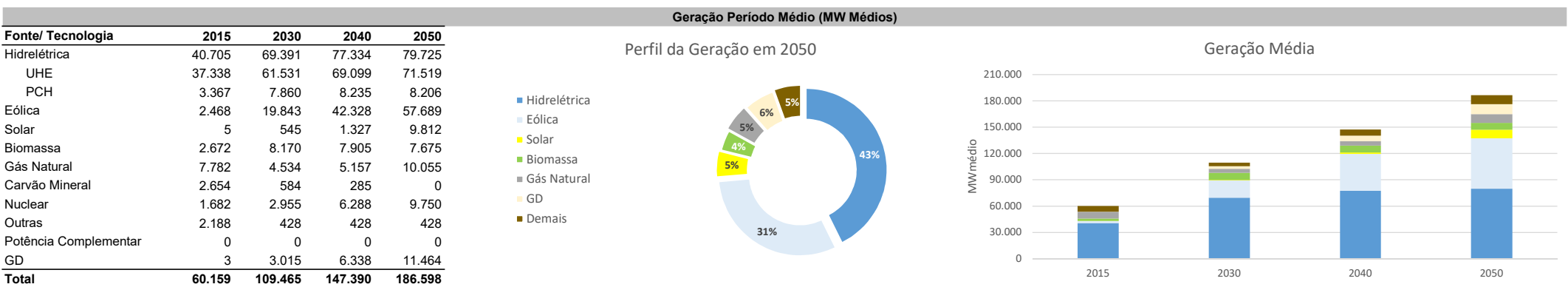
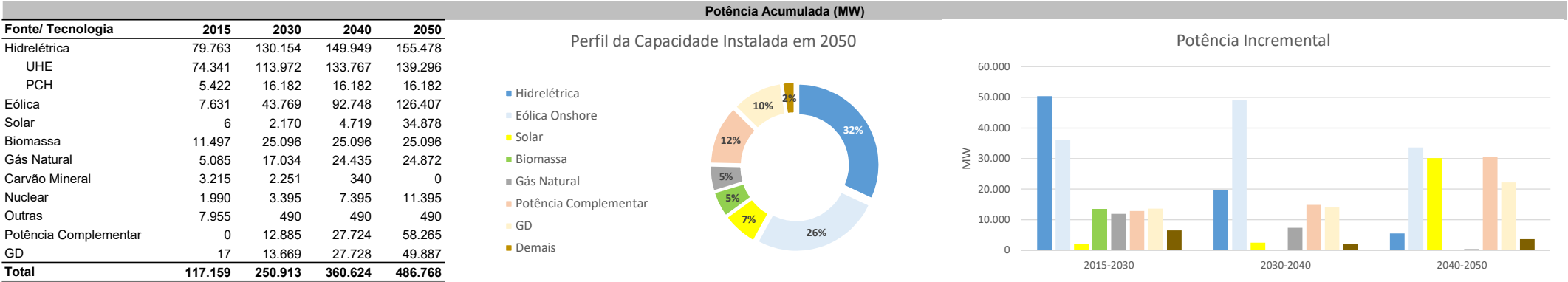
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		0



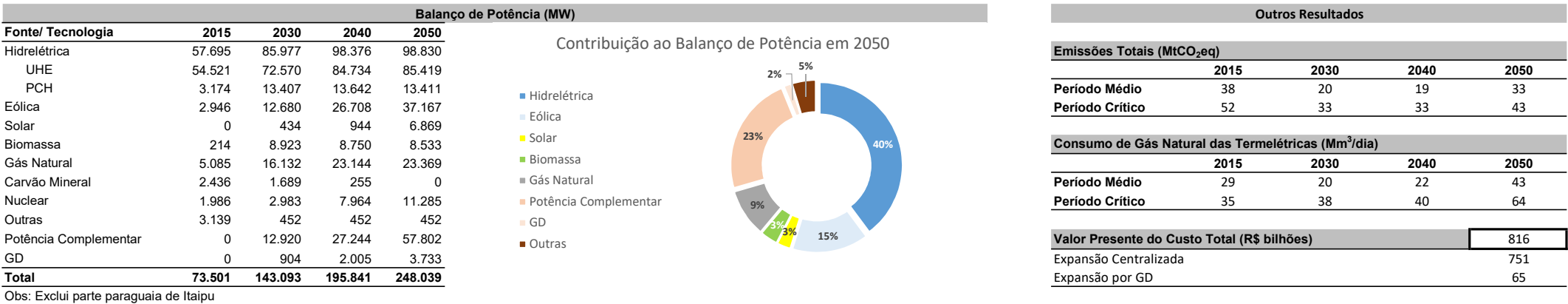
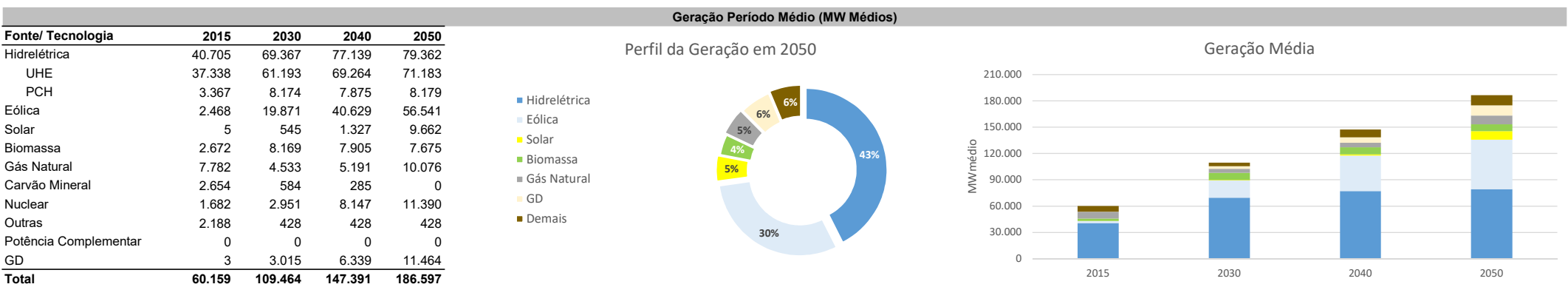
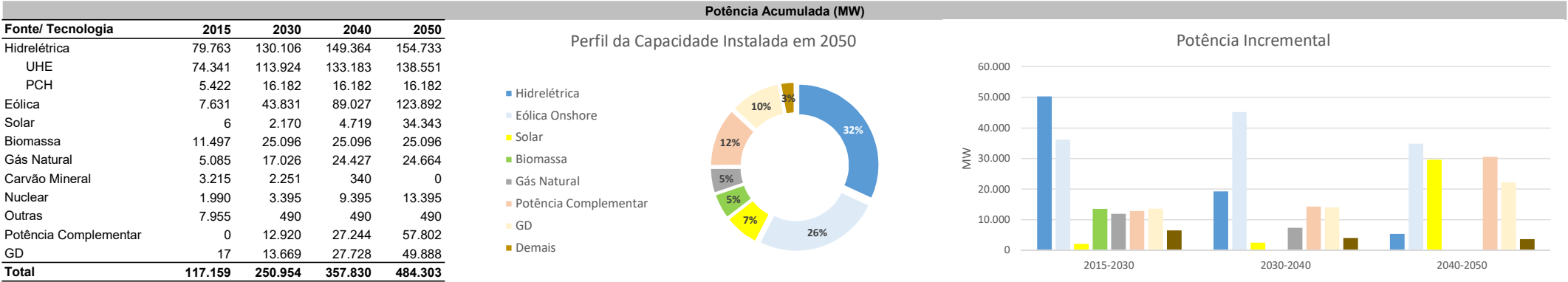
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Política Nuclear com 8.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3

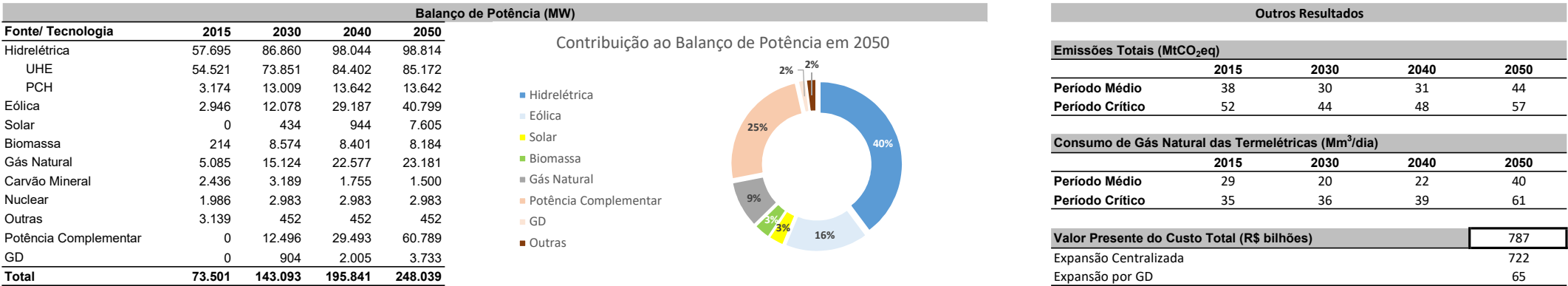
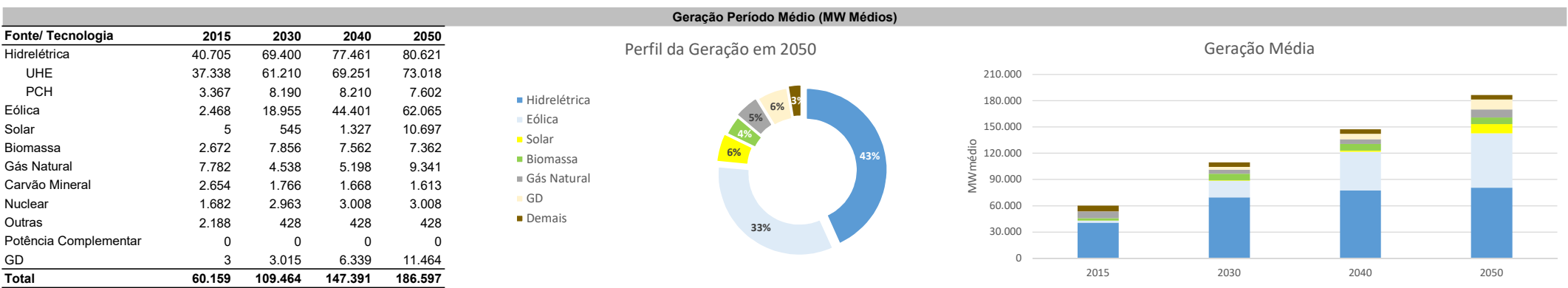
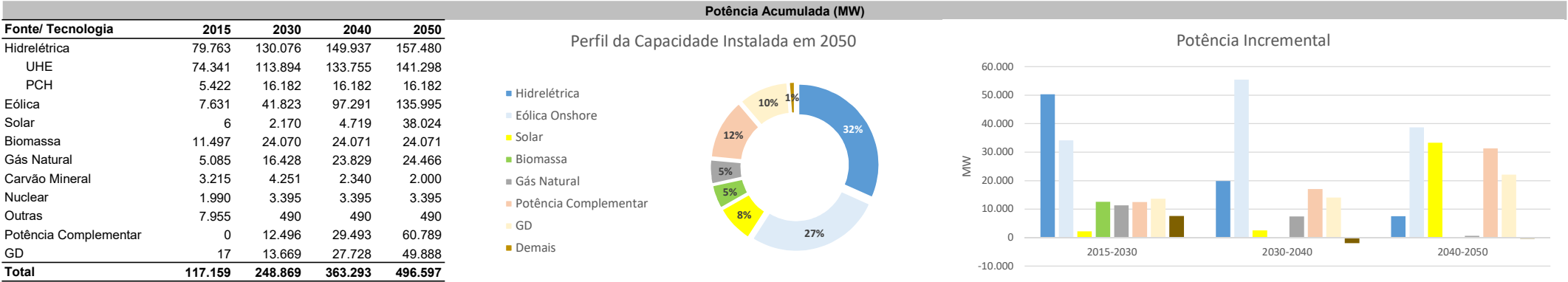


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

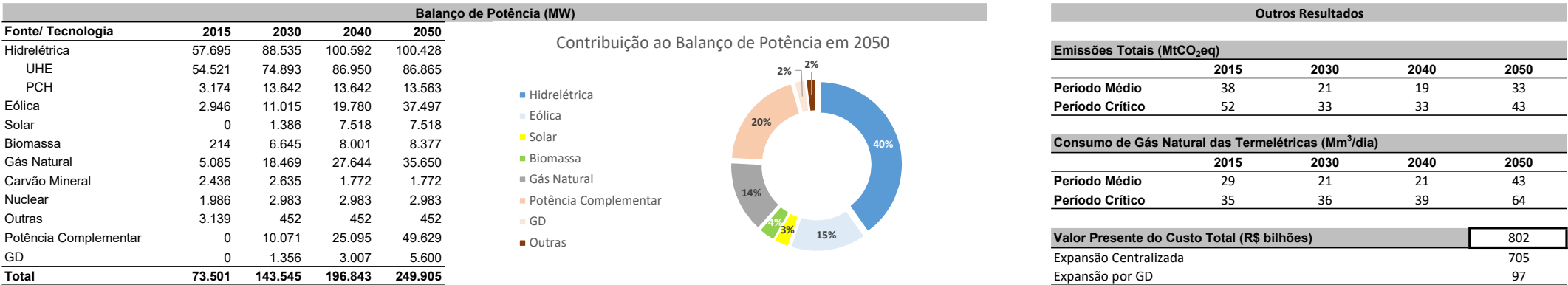
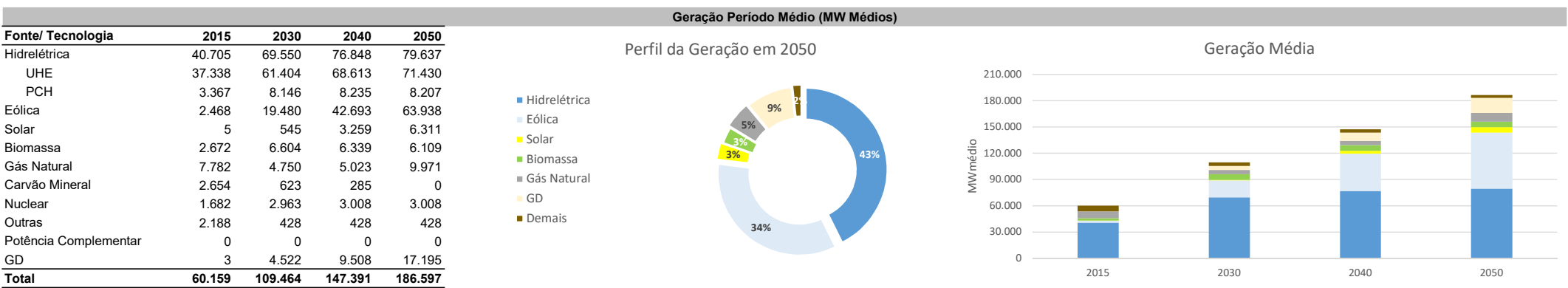
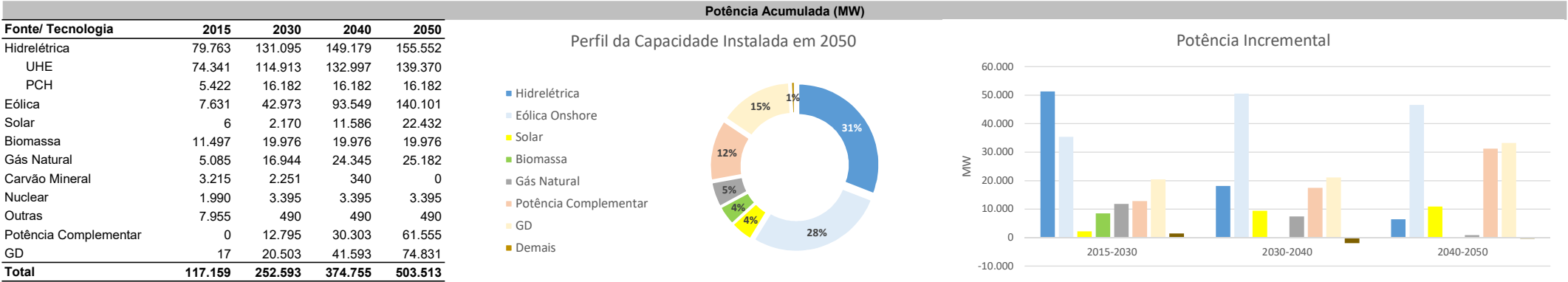
Nome		Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Política Nuclear com 10.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3



Nome		Carvão Financiado com redução de 20% no CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Mesmas condições de financiamento de terceiros que as demais fontes. Redução de 20% no CAPEX
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

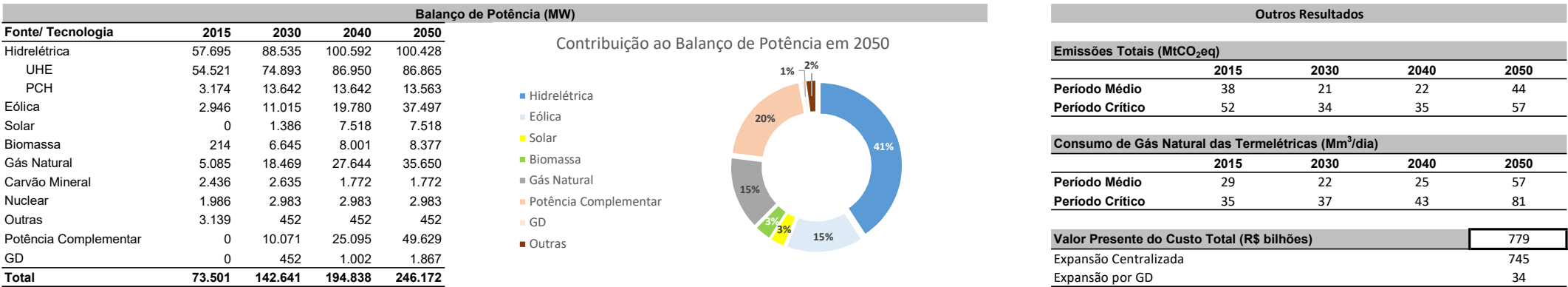
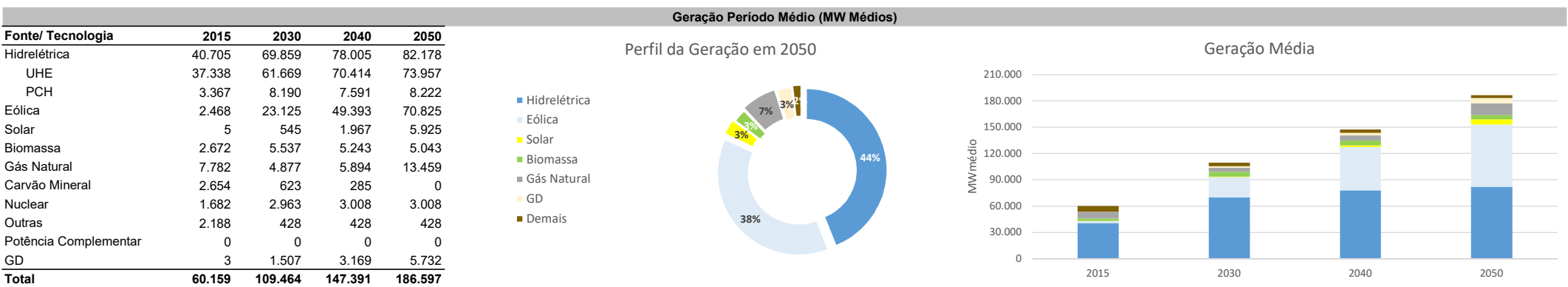
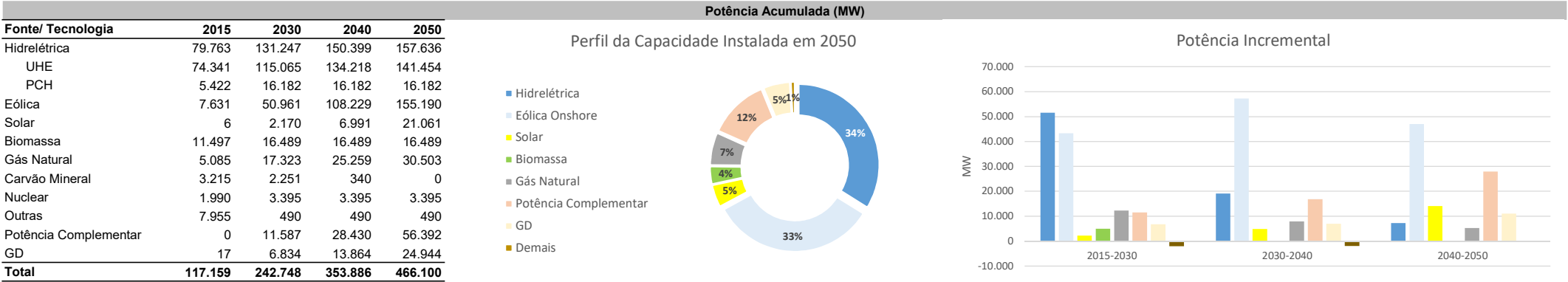


Nome		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050



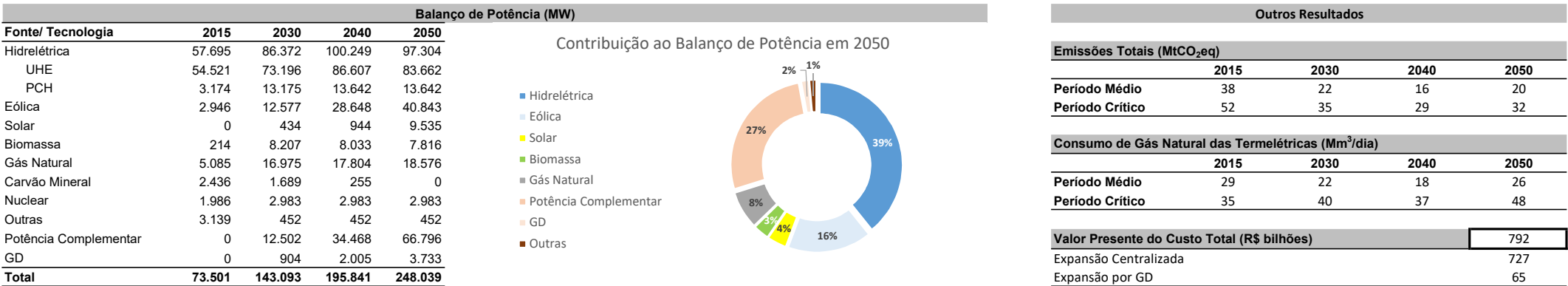
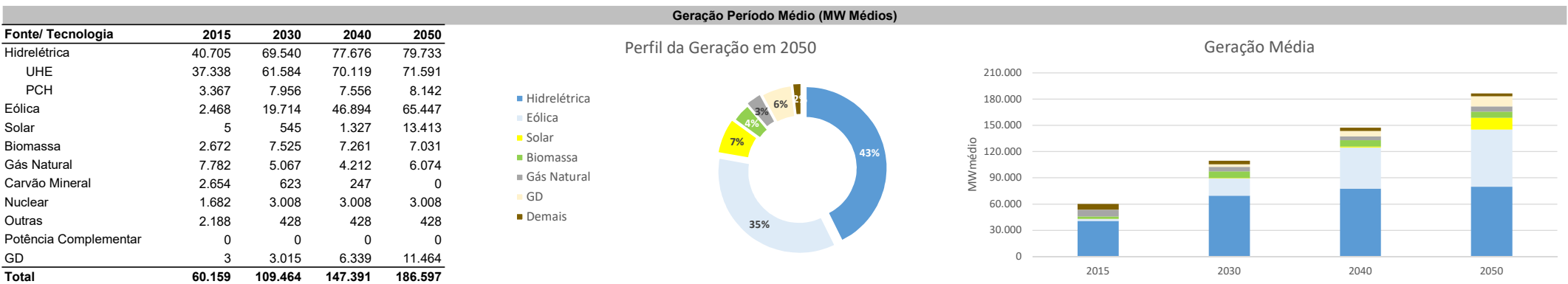
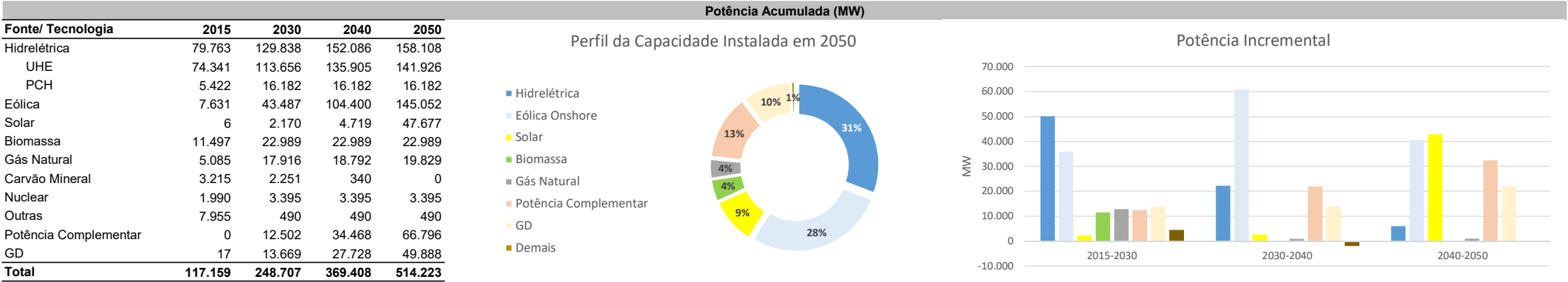
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050



Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Considerou-se disponibilidade de GN a partir de US\$ 6/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu