

SÉRIE
ESTUDOS DE OFERTA

NOTA TÉCNICA PR 004/22

Manual de Utilização do Modelo de Otimização da Expansão da Oferta de Energia Elétrica – Modelo PLANEL

Maio de 2022

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretário Executivo

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Pedro Paulo Dias Mesquita



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia
- Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54 - 5º andar.
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

SÉRIE
ESTUDOS DE OFERTA

NOTA TÉCNICA PR 004/22

Manual de Utilização do Modelo de Otimização da Expansão da Oferta de Energia Elétrica – Modelo PLANEL

Coordenação Geral

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Carla da Costa Lopes Achão

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Renata de Azevedo M. da Silva

Nº NT-EPE-PR 004/2022

Rio de Janeiro, maio de 2022

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

APRESENTAÇÃO

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é empresa pública instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

O presente texto insere-se dentro do contexto do planejamento de longo prazo, que contempla estudos de diversos temas ligados ao mercado de energia, com foco em análises de demanda, recursos energéticos, economia da energia, evolução tecnológica, aspectos socioambientais e outros temas. Os estudos sobre a expansão da demanda e oferta de energia elétrica subsidiam a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia de Longo Prazo (PNE), publicações fundamentais para a avaliação das estratégias de expansão da oferta de energia no médio e no longo prazo.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	10
2. SÍNTESE DA METODOLOGIA	11
3. ESTRUTURA COMPUTACIONAL DO MODELO	15
3.1 SEQUÊNCIA DOS SOFTWARES UTILIZADOS NA RODADA NO PLANEL	15
4. DADOS DE ENTRADA	17
4.1 TABELAS DO ARQUIVO EXCEL	17
4.2 O BANCO DE DADOS ACCESS	18
5. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	22
5.1 FUNÇÃO OBJETIVO:	22
5.2 RESTRIÇÕES	24
5.2.1 Restrições de Expansão	24
5.2.2 Restrições Operativas	24
5.2.3 Restrições Ambientais	29
5.2.4 Restrições de Consumo de Combustível	30
5.3 CÁLCULOS FINANCEIROS	31
5.3.1 Custo de investimento	31
5.3.2 Custos variáveis de operação	34
6. OTIMIZAÇÃO	38
7. RESULTADOS	42
7.1 EXEMPLOS DE GRÁFICOS E TABELAS PARA ANÁLISE DE RESULTADOS	43
ANEXO I - TABELAS DE DADOS DE ENTRADA	49
7.1.1 Dados gerais	49
7.1.2 Teto de geração das usinas a óleo diesel e combustível	50
7.1.3 Teto de emissão de CO ₂	50
7.1.4 Piso de consumo de gás natural por dia	50
7.1.5 Teto de consumo de gás natural por dia	50
7.1.6 Limites de acréscimo de potência por fonte	50
7.2 TABELAS DE DOMÍNIO	51
7.2.1 Subsistemas	51
7.2.2 Regiões	51
7.2.3 Corredor de Intercâmbio	51
7.2.4 Tipo de expansão	52

7.2.5	Períodos do ano	52
7.2.6	Período do estudo	52
7.3	CUSTO DOS COMBUSTÍVEIS	52
7.4	CRONOGRAMAS DE DESEMBOLSO	53
7.5	CATEGORIAS DAS UNIDADES DE GERAÇÃO	53
7.6	TECNOLOGIAS DAS UNIDADES DE GERAÇÃO	53
7.7	HIDRELÉTRICAS EXISTENTES	56
7.8	PROJETOS HIDRELÉTRICOS	57
7.9	FATORES DE PONTA DAS HIDRELÉTRICAS	59
7.10	TÉRMICAS EXISTENTES	59
7.11	RENOVÁVEIS EXISTENTES	61
7.12	BLOCOS DE PROJETOS DE USINAS TÉRMICAS E RENOVÁVEIS	62
7.13	INTERCÂMBIO EXISTENTE	63
7.14	PROJETOS DE INTERCÂMBIO	64
7.15	MERCADO	66
7.16	MERCADO DE ENERGIA	66
7.17	GERAÇÃO NÃO DESPACHADA	66
7.18	COMPONENTE DE PERDAS DE INTERCÂMBIO	67
7.19	MERCADO DE PONTA	68
ANEXO II - MAPA DE RELACIONAMENTOS DO BANCO DE DADOS		69
ANEXO III - CONSULTAS DO BANCO DE DADOS		71

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1: Comentários</i>	49
<i>Tabela 2: Dados Gerais</i>	49
<i>Tabela 3: Subsistemas</i>	51
<i>Tabela 4: Regiões</i>	51
<i>Tabela 5: Corredores de intercâmbio</i>	51
<i>Tabela 6: Tipo de expansão</i>	52
<i>Tabela 7: Períodos do ano</i>	52
<i>Tabela 8: Período do estudo</i>	52
<i>Tabela 9: Custo dos combustíveis</i>	52
<i>Tabela 10: Cronogramas de desembolso</i>	53
<i>Tabela 11: Categorias das unidades de geração</i>	53
<i>Tabela 12: Tecnologias das unidades de geração</i>	53
<i>Tabela 13: Hidrelétricas existentes</i>	56
<i>Tabela 14: Projetos hidrelétricos</i>	57
<i>Tabela 15: Fatores de Ponta das hidrelétricas</i>	59
<i>Tabela 16: Térmicas existentes</i>	60
<i>Tabela 17: Renováveis existentes</i>	61
<i>Tabela 18: Blocos de projetos de usinas térmicas e renováveis</i>	62
<i>Tabela 19: Intercâmbio Existente</i>	63
<i>Tabela 20: Projetos de Intercâmbio</i>	64
<i>Tabela 21: Mercado de Energia</i>	66
<i>Tabela 22: Geração não despachada</i>	66
<i>Tabela 23: Componente de perdas de intercâmbio</i>	67
<i>Tabela 24: Mercado de Ponta</i>	68

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Estrutura do modelo PLANEL</i>	14
<i>Figura 2: Sequência percorrida pelos dados de entrada para a importação de um caso do modelo PLANEL</i>	16
<i>Figura 3: Sequência de softwares utilizados em uma rodada de modelo PLANEL</i>	16
<i>Figura 4: Exemplo de construção de consulta do banco de dados</i>	19
<i>Figura 5: Custo de investimento no ano de entrada em operação</i>	32
<i>Figura 6: Parcelas anuais ao longo da vida útil de um projeto</i>	33
<i>Figura 7: Valor presente das infinitas parcelas</i>	34
<i>Figura 8: Custo de geração para o período após o horizonte de fim de estudo.</i>	36
<i>Figura 9: Tela inicial com os comandos de resolução do modelo</i>	39
<i>Figura 10: Tela de acompanhamento da otimização</i>	40
<i>Figura 11: Exemplo de rodada convergida do PLANEL</i>	41
<i>Figura 12: Comando para a exportação dos resultados</i>	43
<i>Figura 13: Tela com resumo dos resultados quinquenais da expansão da potência instalada</i>	44
<i>Figura 14: Capacidade de geração e energia gerada por hidrelétricas por subsistema</i>	45
<i>Figura 15: Capacidade de geração e energia termelétrica por subsistema</i>	46
<i>Figura 16: Capacidade e fluxo de intercâmbio</i>	47
<i>Figura 17: Balanço de energia dos subsistemas</i>	48
<i>Figura 18: Estrutura da consulta Access – Subsistemas</i>	72
<i>Figura 19: Estrutura da consulta Access - Comentários</i>	73
<i>Figura 20: Estrutura da consulta Access – Regiões</i>	74
<i>Figura 21: Estrutura da consulta Access – Corredores de intercâmbio entre Subsistemas</i>	75
<i>Figura 22: Estrutura da consulta Access – Divisão do ano em períodos (anual, semestral ou trimestral)</i>	76
<i>Figura 23: Estrutura da consulta Access – Demanda anual de energia e ponta por subsistema</i>	77
<i>Figura 24: Estrutura da consulta Access – Fator de sazonalidade anual</i>	78
<i>Figura 25: Estrutura da consulta Access – Fator de sazonalidade semestral</i>	79
<i>Figura 26: : Estrutura da consulta Access – Fator de sazonalidade trimestral</i>	80
<i>Figura 27: Estrutura da consulta Access – Categorias</i>	81
<i>Figura 28: : Estrutura da consulta Access – Tecnologias</i>	82
<i>Figura 29: Estrutura da consulta Access – UHEs existentes</i>	83
<i>Figura 30: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média anuais das UHEs existentes</i>	84
<i>Figura 31: Estrutura da consulta Access – Complexos de projetos de UHEs</i>	85

<i>Figura 32: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média semestrais das UHEs existentes</i>	86
<i>Figura 33: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média trimestrais das UHEs existentes</i>	87
<i>Figura 34 - Estrutura da consulta Access – Fator de Ponta das Hidrelétricas</i>	88
<i>Figura 35 - Estrutura da consulta Access – Contribuição de Ponta das hidrelétricas existentes</i>	89
<i>Figura 36 - Estrutura da consulta Access – Contribuição de Ponta dos projetos de hidrelétricas</i>	90
<i>Figura 37: Estrutura da consulta Access – UTEs existentes</i>	91
<i>Figura 38: Estrutura da consulta Access – Parâmetros das UTEs existentes</i>	92
<i>Figura 39: Estrutura da consulta Access – Custo de combustível das UTEs existentes no período do estudo</i>	93
<i>Figura 40: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação anuais das UTEs existentes</i>	94
<i>Figura 41: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação semestrais das UTEs existentes</i>	95
<i>Figura 42: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação trimestrais das UTEs existentes</i>	96
<i>Figura 43: Estrutura da consulta Access – UREs existentes</i>	97
<i>Figura 44: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação anuais das UREs existentes</i>	98
<i>Figura 45: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação semestrais das UREs existentes</i>	99
<i>Figura 46: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação trimestrais das UREs existentes</i>	100
<i>Figura 47: Estrutura da consulta Access – Projetos hidrelétricos</i>	101
<i>Figura 48: Estrutura da consulta Access – Atributos listados nas colunas da consulta com os dados das UHEs existentes</i>	102
<i>Figura 49: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média anuais dos projetos de UHEs</i>	103
<i>Figura 50: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média semestrais dos projetos de UHEs</i>	104
<i>Figura 51: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média trimestrais dos projetos de UHEs</i>	105
<i>Figura 52: Estrutura da consulta Access – Blocos de térmicas e renováveis</i>	106
<i>Figura 53: Estrutura da consulta Access – Parâmetros dos Blocos TR</i>	107
<i>Figura 54: Estrutura da consulta Access – Custo de combustível dos Blocos TR para cada ano do estudo</i>	107
<i>Figura 55: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação anuais dos Blocos TR</i>	108
<i>Figura 56: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação semestrais dos Blocos TR</i>	109
<i>Figura 57: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação trimestrais dos Blocos TR</i>	110

<i>Figura 58: Estrutura da consulta Access – Sistema de intercâmbio existente</i>	<i>111</i>
<i>Figura 59: Estrutura da consulta Access – Parâmetros do Sistema de intercâmbio existente</i>	<i>111</i>
<i>Figura 60: Estrutura da consulta Access – Projetos de intercâmbio</i>	<i>112</i>
<i>Figura 61: Estrutura da consulta Access – Parâmetros dos projetos de intercâmbio</i>	<i>113</i>

Agradecimentos:

A EPE agradece a colaboração de Sergio Henrique Ferreira da Cunha na elaboração do PLANEL e do presente manual, bem como de Jorge Trinkenreich e Emílio Hiroshi Matsumura quanto à revisão do material.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*Double sided*”)

1. Introdução

A presente Nota Técnica tem por objetivo documentar o modelo PLANEL, desenvolvido pela EPE como ferramenta computacional para a elaboração de estudos de planejamento da expansão da oferta de eletricidade nos estudos de longo prazo.

No âmbito dos estudos para elaboração do Plano Nacional de Energia (PNE), os estudos de planejamento a longo prazo da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil são feitos com auxílio de um modelo computacional, denominado **Modelo de Otimização da Expansão da Oferta de Energia Elétrica – PLANEL**, desenvolvido pela EPE. Este modelo de otimização resolve um problema de programação linear inteira mista de grande porte cujo resultado determina um *cronograma anual viável de expansão das capacidades de geração e de transmissão*, minimizando o valor presente do *custo total* de expansão do sistema (custos de investimento de todos os novos projetos mais custos operacionais de todo o sistema, incluindo o sistema existente) no intervalo de tempo considerado.

O item a seguir apresenta uma síntese da metodologia e premissas utilizadas na definição do modelo PLANEL. No capítulo 2 estão sintetizados aspectos da metodologia utilizada na construção do modelo. No capítulo 3 é mostrado o *arranjo computacional* do modelo, com os softwares envolvidos. No capítulo 4 apresenta-se a descrição e organização dos dados de entrada, que contam com um *banco de dados* para sua estruturação. Estes dados são importados para o modelo na plataforma AIMMS, preenchendo-se os parâmetros das equações do modelo. No capítulo 5, apresenta-se a *formulação matemática* do problema de otimização da expansão. O capítulo 6 mostra como se utiliza um “*solver*” para resolver o problema de otimização de grande porte que resulta no cronograma de expansão ótima do sistema elétrico. A exportação dos *resultados obtidos* e exemplos de tabelas e gráficos elaborados para facilitar a análise desta solução são apresentados no capítulo 7.

Cabe lembrar que este manual visa retratar para o usuário o estágio atual da ferramenta computacional desenvolvida, avanços metodológicos e aprimoramentos podem ser agregados de maneira a contribuir para a qualidade ao processo de planejamento.

2. Síntese da metodologia

Para os estudos de longo prazo é necessária a elaboração de cronogramas de expansão que permitam analisar diferentes estratégias quanto à aspectos econômicos, tecnológicos, socioambientais e regulatórios que apresentem não apenas aspectos do setor elétrico, mas que também permitam analisar sua interface com o sistema energético. O uso dos modelos matemáticos atua como um sistema de apoio a tomada de decisão, a modelagem é sempre um ensaio de representação da realidade, na qual são selecionados aspectos chave a serem representados de maneira a se obter respostas importantes frente a decisões, em especial sob condições de incerteza, elemento cuja atuação tende a ser ampliada, em especial nos estudos cujo horizonte é de longo prazo. E, ainda que o modelo matemático seja uma simplificação da realidade, são adotadas simplificações de modo a permitir a abordagem e tratamento do problema.

Em linhas gerais, este modelo constrói automaticamente alternativas viáveis de expansão do sistema e seleciona dentre essas alternativas, integrando geração e transmissão, aquela que resulta em menor custo total. As alternativas viáveis de expansão são constituídas por novos empreendimentos de geração, a partir de diferentes fontes e tecnologias, e de reforços nas interligações, capazes de assegurar um suprimento confiável e sustentável da demanda prevista em cada subsistema.

Para a discretização temporal modelo de longo prazo, o ano foi dividido em quatro trimestres, desta maneira, pode-se captar, ainda que simplificada, a sazonalidade de geração de fontes renováveis, como a produção de energia eólica e a variabilidade hidrológica. Do ponto de vista da demanda também esta discretização permite captar as variações não apenas ao longo dos anos, mas também intra-anualmente, e desta maneira propor estratégias de expansão que equacionem a oferta e demanda, tanto de energia quanto de ponta para cada trimestre do ano.

Para se reduzir o esforço computacional e possibilitar a análise de um grande número de alternativas de expansão, o modelo não simula a operação detalhada do sistema hidrotérmico para uma amostra de possíveis cenários hidrológicos, como é feito, por exemplo, no modelo NEWAVE. Ao contrário, neste modelo de planejamento da expansão, a operação energética do sistema é avaliada de forma aproximada, através de três balanços estáticos independentes, associados respectivamente a duas condições hidrológicas (crítica e

média) e uma condição de atendimento de ponta, para cada subsistema, a cada período de tempo.

Assim, para a condição hidrológica crítica, a produção de uma usina hidrelétrica é dada por sua *energia firme*, definida por sua capacidade média de geração ao longo do *período crítico* do sistema interligado nacional, enquanto que, para a condição hidrológica média, é dada por sua *energia média*, definida por sua capacidade média de geração ao longo de todo o *período histórico*. Além disso, o modelo verifica também se o sistema será capaz de suprir a *carga máxima ou demanda de ponta* prevista em cada subsistema, ou seja, efetua-se um terceiro balanço, em condição de ponta de cada trimestre.

A *capacidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica* na hora da ponta do sistema (levando-se em conta sua disponibilidade hídrica naquele momento) pode ser admitida conservadoramente, por hipótese, como igual à sua capacidade máxima de produção de energia em horários de ponta (admitindo-se um período de produção a plena potência de cerca por uma quantidade determinada de horas por dia), verificada durante o pior trimestre do ano (variação sazonal), em condição hidrológica crítica (variação anual). As demais fontes têm sua capacidade de ponta admitida como proporcional à sua disponibilidade média de potência no intervalo de tempo utilizado.

Em síntese, pode-se considerar que para efeito de uma análise simplificada da operação energética do sistema em longo prazo, cada usina pode ser caracterizada por três atributos essenciais, correspondentes aos valores de sua capacidade de produção nas condições hidrológicas crítica e média, e na condição de atendimento de ponta. Para as usinas renováveis (hidrelétricas, eólicas, biomassa, etc.), estes atributos correspondem aos valores pré-determinados para sua geração no período considerado, com base na disponibilidade de energia da fonte primária, enquanto para as usinas termelétricas, em geral, representam os valores máximos de sua geração no período (a geração efetiva será calculada pelo modelo admitindo-se um despacho flexível dessas termelétricas, por ordem de mérito). Dividindo-se os valores da geração média de uma usina (MWmed) em cada condição de atendimento e cada período por sua respectiva potência instalada (MW) obtêm-se os correspondentes *fatores de capacidade crítico, médio e de ponta*, os quais podem ser importantes indicadores operativos da expansão indicada.

Na avaliação dos custos de operação em cada período (parcelas da função objetivo), considera-se apenas o despacho das usinas termelétricas na *condição média*, admitindo-se que o cenário de hidrologia média ocorre na maior parte do tempo. Isto é importante para que se possa interpretar que, na definição da estratégia ótima de expansão da oferta, a adição de uma nova capacidade de geração ou transmissão ocorre geralmente a partir do momento em que, para atender 1 MWh adicional de consumo, é mais econômico instalar

esta nova capacidade (arcando com o seu custo de investimento) do que simplesmente aumentar a geração média do sistema existente (aumentando portanto o valor esperado (sobre os cenários hidrológicos) do custo de operação). Em outras palavras, nessa situação o custo marginal de expansão (CME) se iguala ao valor esperado do custo marginal de operação (CMO), o que comumente é denominado *critério econômico de expansão*.

É importante ressaltar que as expansões de capacidade ocorrem não apenas devido ao critério econômico, mas também para assegurar a satisfação de todas as restrições do problema, em especial, os balanços energéticos em condição crítica e/ou em condição de ponta. Este critério é denominado como o *critério de confiabilidade*.

Outro aspecto importante, e que constitui uma evolução com relação à metodologia utilizada nos estudos de longo prazo realizados anteriormente, é que se constatou em estudos recentes que as novas usinas hidrelétricas da Amazônia, assim como os futuros parques eólicos e as usinas a biomassa de cana de açúcar a serem considerados, apresentam uma acentuada variação sazonal de sua capacidade de produção ao longo do ano. Assim, tornou-se necessário verificar se o sistema planejado é capaz de suprir adequadamente as demandas previstas de cada subsistema ao longo de todo o ano, através de balanços energéticos mais frequentes, com periodicidade pelo menos trimestral. A simples utilização de balanços médios anuais ou semestrais mostrou-se excessivamente otimista e, portanto, insuficiente.

O critério de confiabilidade de suprimento adotado baseia-se então em três balanços estáticos simultâneos para cada subsistema, a cada trimestre do horizonte de estudo. Segundo esse critério, a soma da geração das usinas e respectivos intercâmbios deve ser sempre maior ou igual à carga líquida, ou seja, não deve ocorrer déficit em nenhum subsistema, em nenhum trimestre, em nenhum balanço, sempre que possível. 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 ou crítica, ou ainda pode indicar que dada expansão o sistema não é capaz de atender à demanda de ponta (caso se verifique algum déficit no balanço de ponta). Nesta situação, admite-se que o custo unitário do déficit (penalidade) será constante e uniforme em todos os subsistemas, podendo haver diferenciação entre o valor de penalidade entre os balanços de energia (média e crítica) e ponta

A decisão econômica entre as alternativas de expansão é baseada no *valor presente do fluxo de caixa descontado*. Em geral, tem-se adotado uma taxa de desconto de 8% ao ano, uniforme ao longo do horizonte.

Como resultado das simulações, o modelo apresenta o sequenciamento temporal ótimo das expansões das capacidades de geração e interligação entre subsistemas, satisfazendo todas as restrições estabelecidas, a mínimo custo. A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático do modelo.

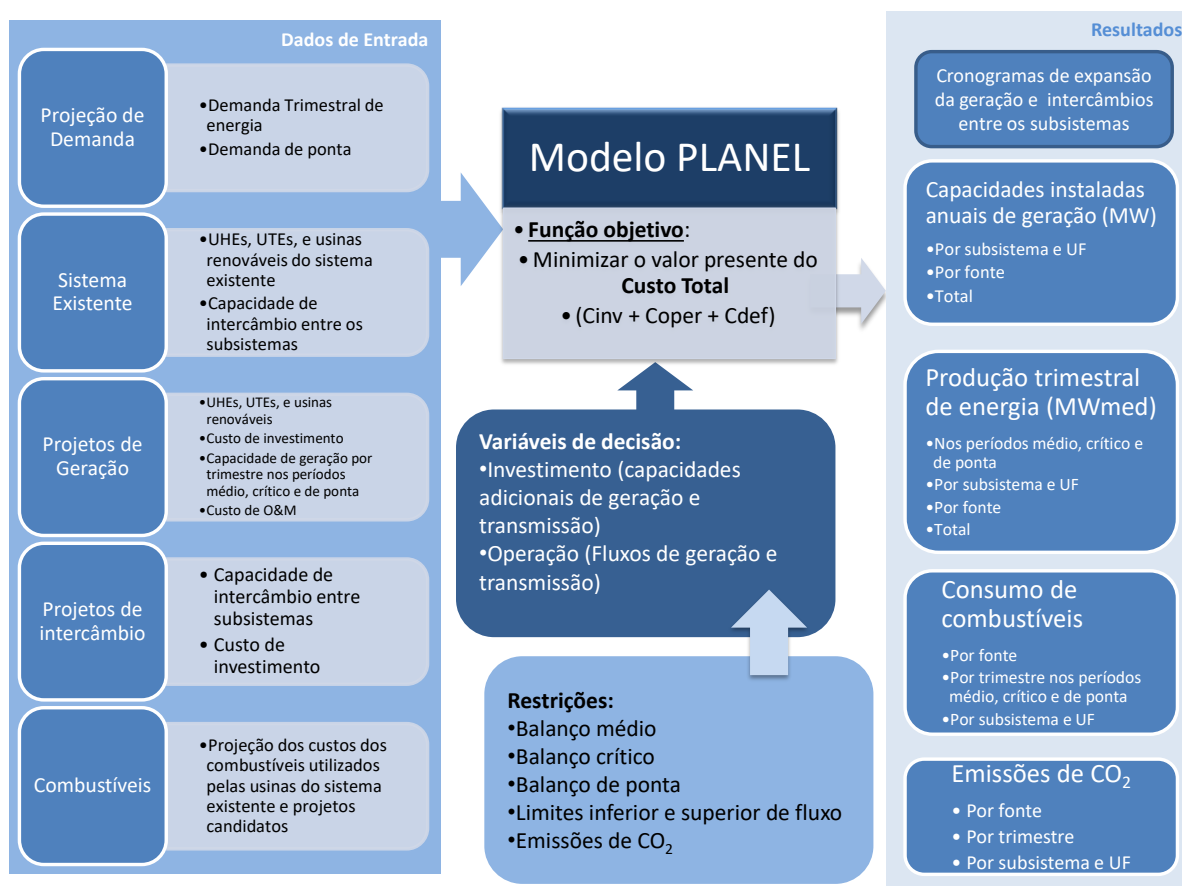


Figura 1: Estrutura do modelo PLANEL

3. Estrutura computacional do Modelo

3.1 Sequência dos softwares utilizados na rodada no PLANEL

O modelo PLANEL é composto de um código fonte, desenvolvido em plataforma AIMMS, de um Otimizador (utiliza-se um “solver” comercial, capaz de resolver problemas de programação linear inteira mista de grande porte, como, p.ex., o software CPLEX 12.6), de planilhas EXCEL e arquivos em ACCESS contendo os dados de entrada e, os resultados calculados podem ser visualizados dentro da plataforma AIMMS exportados para planilhas EXCEL.

O preenchimento dos dados de entrada é feito pelo usuário em planilhas Excel, que realizam cálculos preliminares. O banco de dados em Access assegura a consistência e integridade das informações inseridas, como, por exemplo, não permitindo que sejam fornecidas usinas repetidas ou que algum parâmetro essencial de um elemento seja deixado em branco. Além disso, utiliza-se a técnica de vincular as tabelas de dados do Access às planilhas Excel de tal forma que ao alterar valores nessas planilhas a nova informação é automaticamente transferida para o banco de dados. O sistema Access executa automaticamente uma série predefinida de consultas as quais preparam então a transferência dos dados de entrada correspondentes a um “estudo de caso” no formato requerido pelo modelo PLANEL para ser executado no “ambiente” AIMMS.

O comando de importação é dado a partir da tela inicial do modelo PLANEL que estiver sendo executado pelo sistema AIMMS, sendo que a comunicação, para grande parte dos dados importados, entre o AIMMS e o Access, é realizada através de um ODBC (*Open Data Base Connectivity*). A sequência de importação dos dados de entrada é mostrada na Figura 2.

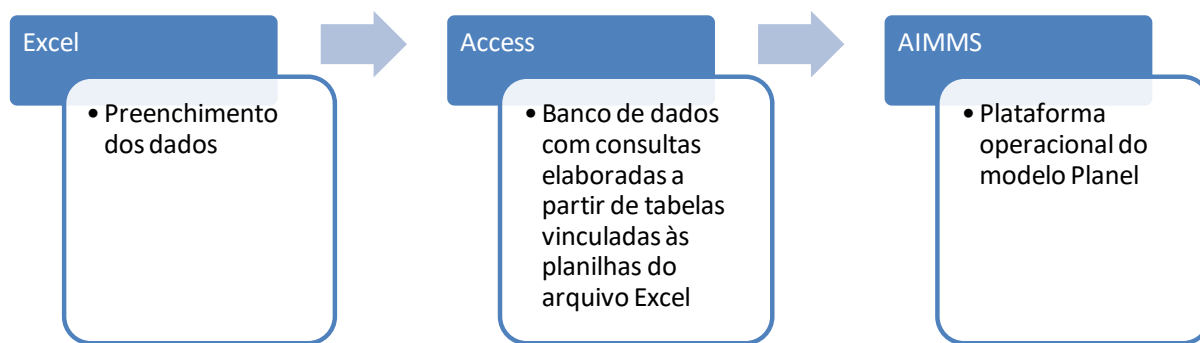


Figura 2: Sequência percorrida pelos dados de entrada para a importação de um caso do modelo PLANEL

O programa AIMMS constrói a função objetivo e as restrições do problema de otimização da expansão, que são então fornecidas ao otimizador para que obtenha sua solução ótima. No caso do modelo PLANEL, por se tratar de um problema de grande porte, faz-se necessário o uso de um otimizador compatível, razão pela qual tem sido utilizado o solver CPLEX 12.6.

Ao encontrar a solução ótima, o otimizador a retorna ao programa AIMMS, que a torna acessível ao usuário para visualização dos valores dos respectivos parâmetros e variáveis do problema. Caso seja necessária uma análise mais minuciosa dos resultados, estes podem ser exportados diretamente para um arquivo Excel de organização e visualização de resultados, permitindo a elaboração de cálculos adicionais, tabelas dinâmicas, gráficos, comparação com outras rodadas, etc. Tais gráficos e tabelas podem ser então facilmente exportados para relatórios (em Word) e apresentações (em PowerPoint), essenciais nos estudos de planejamento.

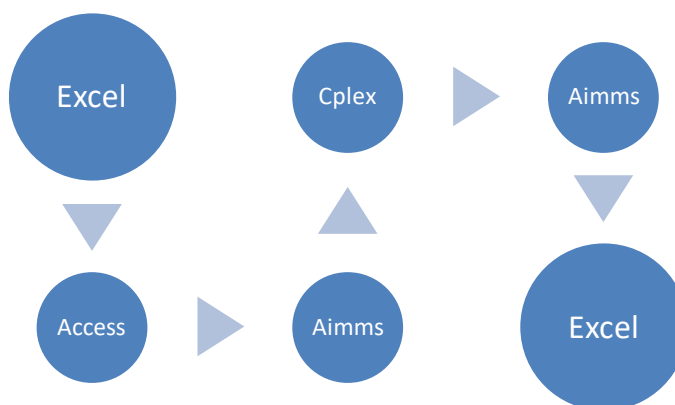


Figura 3: Sequência de softwares utilizados em uma rodada de modelo PLANEL

Esta sequência de softwares (Figura 3) adotada na execução do modelo PLANEL permite aproveitar as especificidades de cada um, de maneira a maximizar a segurança no tratamento dos dados, a qualidade da solução obtida e a disponibilidade de ferramental de análise numérica adequado para o usuário.

4. Dados de Entrada

4.1 Tabelas do arquivo Excel

Nas tabelas de dados estão as informações referentes ao sistema existente e aos projetos candidatos a expansão, bem como dados da configuração do sistema e da projeção da demanda a ser atendida pelo plano de expansão resultante da rodada do PLANEL.

O parque gerador apresenta representação individualizada, permitindo que seus parâmetros sejam diferenciados para cada unidade de geração, no caso do sistema existente são inseridos dados de casa usina de maneira a se refletir especificidades do parque instalado, para os projetos podem ser cadastradas no modelo diversas tecnologias de geração de energia elétrica, com seus respectivos parâmetros operacionais e custos associados, e desta maneira se verificar a sua competitividade ao longo do horizonte. Os projetos de intercâmbio também podem ter sua representação individualizada, para refletir diferentes características técnico-econômicas, como custos associados a potência e perdas. No caso de um grupo de elementos apresentar as mesmas características, são utilizadas o uso de tabelas de domínio que contém os conjuntos de dados de um determinado parâmetro de maneira a auxiliar o usuário.

As projeções de demanda de energia e de ponta também são cadastradas, para juntamente com os demais parâmetros que vão compor o cenário da expansão seja realizada a otimização e tenha-se como resultado um cronograma de expansão ótimo do sistema de geração e intercâmbio.

A entrada dos dados para uma simulação do modelo PLANEL é realizada através do preenchimento de um arquivo Excel (*BD_Input*), contendo diversas planilhas. Em algumas planilhas, os dados são preenchidos diretamente pelo usuário enquanto, em outras, são gerados automaticamente em formato adequado para sua leitura e vinculação ao banco de dados Access.

As instruções para o preenchimento das tabelas cujos dados são fornecidos diretamente pelo usuário estão apresentadas no ANEXO I.

4.2 O Banco de Dados Access

A opção pelo uso de um banco de dados em Access permite a estruturação prévia dos dados de entrada para que o AIMMS possa importá-los e utilizá-los como parâmetros em sua formulação.

O banco de dados é composto por tabelas vinculadas às planilhas do arquivo Excel, que foram preenchidas pelo usuário, e de consultas. As tabelas vinculadas são modificadas automaticamente a cada alteração realizada nas planilhas Excel, e as consultas foram geradas nos casos em que havia a necessidade de alguma ação sobre os dados, ou seja, quando fosse necessária uma conjunção de informações que não poderia ser obtida olhando-se simplesmente para as tabelas, sem qualquer manipulação com os dados.

O arquivo em Access é dito um banco de dados relacional, pois está baseado nas relações entre os dados das diversas tabelas que o compõem, respeitadas as restrições de integridade. Cada tabela é um conjunto de registros (linhas) com um ou mais campos (atributos), que representam entidades como usinas, existentes ou projetos, linhas de transmissão, e suas respectivas características.

Compondo o banco de dados, a partir das informações contidas nas tabelas vinculadas, são construídas as consultas, visando à garantia da consistência e integridade das informações inseridas, conforme o mapa de relacionamentos do ANEXO II

Alguns parâmetros variam apenas dentro de um domínio possível de valores/características. Por exemplo, conforme mostrado na Figura 4 em uma consulta com os dados de um projeto de UHE, uma vez definidos quais são os subsistemas contidos no SIN, uma usina deve obrigatoriamente pertencer a apenas um deles. Estas são as chamadas tabelas de domínio, que, para que seja estabelecida uma coerência entre os dados, devem estar preenchidas inicialmente.

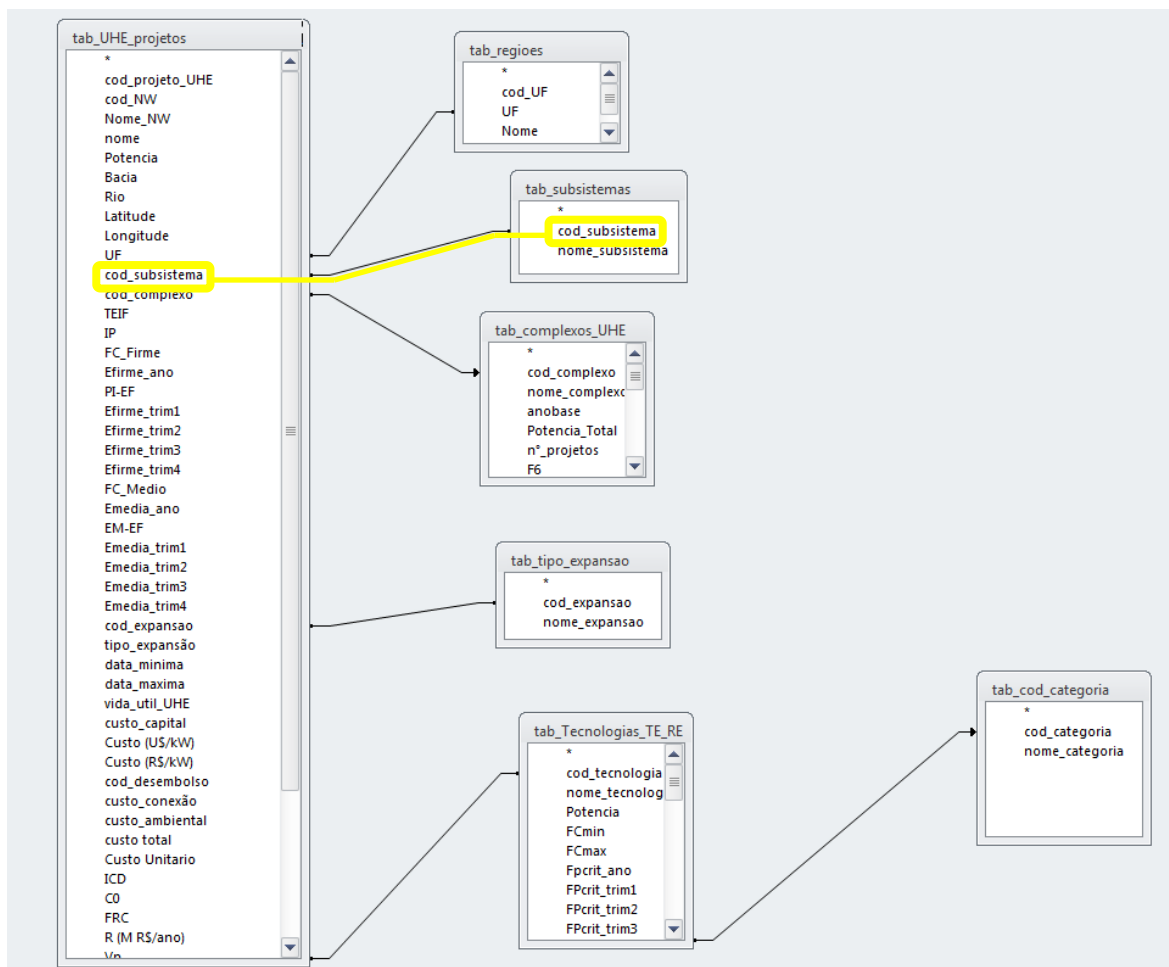


Figura 4: Exemplo de construção de consulta do banco de dados

Para o banco de dados do modelo Planel foram construídas 35 consultas, listadas a seguir com seus conteúdos e exibidas em detalhes no ANEXO III que permitem a manipulação necessária dos dados.

- **con_Bloco_TR_1:** Parâmetros de cada um dos Blocos TR que são invariáveis anualmente.
- **con_Bloco_TR_2:** Dados dos Blocos TR que podem variar ano a ano, como o custo do combustível de cada usina.
- **con_Categorias:** Lista de categorias, representando uma classificação geral (como tipo de fonte utilizada), das unidades de geração.
- **con_comentarios:** Lista de comentários que descrevem a rodada.
- **con_Complexos_UHE:** Lista dos *complexos de usinas hidrelétricas*, que podem ser um agrupamento de usinas ou um conjunto de máquinas que representa a motorização de um empreendimento.
- **con_corredor:** Lista dos corredores de intercâmbio de energia, e seus dois subsistemas.
- **con_Demandas:** Demandas anuais por subsistema, de energia e de ponta, assim como os dados da compensação de perdas que foram utilizados no cálculo da

demanda de energia. Também consta desta consulta a energia proveniente da geração distribuída.

- **con_Energia_UHEexist_Anual:** Energias Média e Firme anual de cada UHE existente, um valor de energia para cada usina.
- **con_Energia_UHEexist_Semestral:** Energias Média e Firme semestral de cada UHE existente, dois valores de energia (um para cada semestre) para cada usina.
- **con_Energia_UHEexist_Trimestral:** Energias Média e Firme trimestral de cada UHE existente; quatro valores de energia (um para cada trimestre) para cada usina.
- **con_Energia_UHEproj_Anual:** Energias Média e Firme anual de cada projeto de UHE, um valor de energia para cada usina.
- **con_Energia_UHEproj_Semestral:** Energias Média e Firme semestral de cada projeto de UHE, dois valores de energia (um para cada semestre) para cada usina.
- **con_Energia_UHEproj_Trimestral:** Energias Média e Firme trimestral de cada projeto de UHE, quatro valores de energia (um para cada trimestre) para cada usina.
- **con_FatorPontaHidroTrim:** Fatores de contribuição das hidrelétricas.
- **con_existente_URE_1:** Parâmetros das usinas renováveis existentes.
- **con_existente_UTE_1:** Parâmetros invariáveis anualmente das usinas termelétricas existentes.
- **con_existente_UTE_2:** Parâmetros das usinas termelétricas existentes que variam anualmente, ex. custo de combustível.
- **con_fator_sazonalidade_Anual2:** Fator de sazonalidade anual por subsistema das demandas de energia a de ponta.
- **con_fator_sazonalidade_Semestral2:** Fator de sazonalidade semestral por subsistema das demandas de energia a de ponta.
- **con_fator_sazonalidade_Trimestral2:** Fator de sazonalidade trimestral por subsistema das demandas de energia a de ponta.
- **con_FP_BlocoTR_Anual:** Fatores de participação anuais dos Blocos TR para os períodos médio e crítico.
- **con_FP_BlocoTR_Semestral:** Fatores de participação semestrais dos Blocos TR para os períodos médio e crítico.
- **con_FP_BlocoTR_Trimestral:** Fatores de participação trimestrais dos Blocos TR para os períodos médio e crítico.
- **con_FP_UREexist_Anual:** Fatores de participação anuais das usinas renováveis existentes para os períodos médio e crítico.
- **con_FP_UREexist_Semestral:** Fatores de participação semestrais das usinas renováveis existentes para os períodos médio e crítico.
- **con_FP_UREexist_Trimestral:** Fatores de participação trimestrais das usinas renováveis existentes para os períodos médio e crítico.
- **con_FP_UTEexist_Anual:** Fatores de participação anuais das usinas térmicas existentes para os períodos médio e crítico.

- **con_FP_UTExist_Semestral:** Fatores de participação semestrais das usinas térmicas existentes para os períodos médio e crítico.
- **con_FP_UTExist_Trimestral:** Fatores de participação trimestrais das usinas térmicas existentes para os períodos médio e crítico.
- **con_Intercambio_projetos:** Parâmetros de cada um dos projetos de intercâmbio.
- **con_periodos:** períodos em que o ano está dividido (um ano, dois semestres ou quatro trimestres).
- **con_regioes:** lista com as Unidades da Federação e a região geográfica a qual pertencem.
- **con_subsistemas:** lista dos subsistemas, inclui os subsistemas em que há demanda de energia e os nós de interligação.
- **con_Tecnologias_TE_RE:** lista das tecnologias
- **con_UHE_existente:** Lista das UHEs existentes e seus respectivos parâmetros.
- **con_UHE_projetos:** Lista dos projetos de UHEs e seus respectivos parâmetros.

Lembrando que as consultas foram construídas também visando não ser necessário que o usuário realize alterações no banco de dados Access a cada rodada do modelo PLANEL. O preenchimento dos dados de entrada ocorre nas planilhas Excel, e estes são então automaticamente manipulados para a posterior importação pelo AIMMS.

5. Formulação do problema

5.1 Função objetivo:

A decisão econômica entre as alternativas de expansão é baseada na minimização o 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, conforme equação a seguir.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1 + T_X)^k} \cdot \left\{ \left[\sum_{j \in J_i^{HP}} \phi h_j^k \cdot x h_j^k + \sum_{j \in J_i^{RP}} \phi r_j^k \cdot x r_j^k + \sum_{j \in J_i^{TP}} \phi t_j^k \cdot x t_{i,j}^k + \sum_{j \in J_i^{ZP}} \phi z_j^k \cdot x z_j^k \right] + \sum_{\tilde{h} = med, crit} E_{\tilde{h}} \cdot \left[\sum_{\substack{\forall j \in H_i \\ l=1, \dots, L}} \gamma_{j,h}^k \cdot \tilde{h}_{j,\tilde{h}}^{k,l} + \sum_{\substack{\forall j \in R_i \\ l=1, \dots, L}} \gamma_{j,r}^k \cdot \tilde{r}_{j,\tilde{h}}^{k,l} + \sum_{\substack{\forall j \in T_i \\ l=1, \dots, L}} \gamma_{j,t}^k \cdot \tilde{t}_{j,\tilde{h}}^{k,l} + \sum_{l=1, \dots, L} \delta_{i,\tilde{h}}^k \cdot \tilde{\omega}_{i,\tilde{h}}^{k,l} \right] \right\}$$

(Equação 5-1)

Onde

$k = 1, \dots, K$	Anos do estudo
$l = 1, \dots, 4$	Segmentação temporal do ano (um ano, dois semestres ou três trimestres)
$i = 1, \dots, I$	Subsistemas
$j \in J$	Empreendimento
T_X	Taxa de desconto
HP	Projetos hidrelétricos
RP	Projetos térmicos
TP	Projetos renováveis não hidrelétricos
ZP	Projetos de intercâmbio de energia entre dois subsistemas i
$x h_j^k$	Decisão de construção do projeto hidrelétrico j , no ano k (variável binária)

xr_j^k	Decisão de construção do projeto renovável não hidrelétrico j , no ano k (variável binária)
xt_j^k	Decisão de construção do projeto termelétrico j , no ano k (variável binária)
xz_j^k	Decisão de construção do projeto de intercâmbio j , no ano k (variável binária)
ϕh_j^k	Custo de investimento do projeto hidrelétrico j , no ano k
ϕr_j^k	Custo de investimento do projeto renovável j , no ano k
ϕt_j^k	Custo de investimento do projeto termelétrico j , no ano k
ϕz_j^k	Custo de investimento do projeto de intercâmbio j , no ano k
$\hat{h}$	Condição hidrológica
E_h	Probabilidade de ocorrência da condição hidrológica h (média; crítica)
$\gamma_{j,\hat{h}}^k$	Custo unitário de geração da usina hidrelétrica j , no ano k
$\gamma_{j,r}^k$	Custo unitário de geração da usina renovável j , no ano k
$\gamma_{j,\hat{t}}^k$	Custo unitário de geração da usina termelétrica j , no ano k
$\tilde{h}_{j,\hat{h}}^{k,l}$	Produção do projeto hidrelétrico ou nova renovável j , no ano k , no trimestre l , na condição hidrológica $\hat{h}$
$\tilde{r}_{j,\hat{h}}^{k,l}$	Produção do projeto renovável j no ano k , no trimestre l , na condição hidrológica $\hat{h}$
$\tilde{t}_{j,\hat{h}}^{k,l}$	Produção do projeto termelétrico ou nova renovável j no ano k , no trimestre l , na condição hidrológica $\hat{h}$
δ_j^k	Custo do déficit de energia no ano k , na condição hidrológica $\hat{h}$
$\tilde{\omega}_{i,\hat{h}}^{k,l}$	Déficit de energia no para cada subsistema i ano k , no trimestre l , na condição hidrológica $\hat{h}$

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. Estes dois cenários são considerados na função objetivo, porém são atribuídos pesos diferentes (representados por sua probabilidade E_h) a cada um deles. A consideração de ambos os cenários hidrológicos no cálculo do custo de operação permite que a minimização do custo operativo do sistema ocorra em todos os cenários (evitando-se despachos pouco realistas em condição crítica).

5.2 Restrições

5.2.1 Restrições de Expansão

Cada projeto é construído uma única vez durante todo o período do estudo.

$$\begin{aligned} \sum_{k=k_0, \dots, K} xh_j^k &\leq 1, & \forall j \in J_i^{HP}; xh_j^k \in \{0,1\} \\ \sum_{k=k_0, \dots, K} xr_j^k &\leq 1, & \forall j \in J_i^{RP}; xr_j^k \in \{0,1\} \\ \sum_{k=k_0, \dots, K} xt_j^k &\leq 1, & \forall j \in J_i^{TP}; xt_j^k \in \{0,1\} \end{aligned}$$

(Equação 5-2)

Existem questões, como, por exemplo, a logística dos canteiros de obras e fornecimento de material, que podem restringir o valor máximo de potência instalada de uma determinada fonte por ano. Para representar esta restrição no longo prazo, são modelados no PLANEL os acréscimos máximos de potência por fonte para cada ano do horizonte do estudo.

$$\sum_{k=k_0, \dots, K} xh_j^k \cdot Pot_j \leq AcresMax_f^k$$

(Equação 5-3)

Onde:

$AcresMax_f^k$ Acréscimo máximo de potência da fonte f no ano k ;

5.2.2 Restrições Operativas

5.2.2.1 Atendimento à demanda de energia

Para cada cenário hidrológico previsto, o atendimento à demanda de energia de cada subsistema em cada trimestre dos anos do estudo é modelado conforme a seguir:

$$\sum_{\forall j \in H_i} \tilde{h}_{j,\hat{h}}^{k,l} + \sum_{\forall j \in R_i} \tilde{r}_{j,\hat{h}}^{k,l} + \sum_{\forall j \in T_i} \tilde{t}_{j,\hat{h}}^{k,l} + \sum_{\forall j \in H_i} (\eta_{j,i_n,i_m} \cdot \tilde{z}_{j,i_n,i_m,\hat{h}}^{k,l} - \tilde{z}_{j,i_m,i_n,\hat{h}}^{k,l}) + \tilde{\omega}_{i,\hat{h}}^{k,l} \geq D_i^{k,l}$$

(Equação 5-4)

Onde:

η_{j,i_n,i_m} Rendimento de uma linha j de intercâmbio de energia do subsistema i_n para o subsistema i_m ;

$\tilde{z}_{j,i_n,i_m,\hat{h}}^{k,l}$ Intercâmbio de energia do subsistema i_n para o subsistema i_m , no ano k , trimestre l e condição hidrológica $\hat{h}$.

$D_i^{k,l}$ Demanda de energia do subsistema i , no ano k , trimestre l

- **Limites de Geração de Energia:**

Usinas Hidrelétricas:

$$\tilde{h}_{j,\hat{h}}^{k,l} \geq x h_j^k \cdot \underline{H}_{j,h}^l$$

(Equação 5-5)

$$\tilde{h}_{j,\hat{h}}^{k,l} \leq x h_j^k \cdot \overline{H}_{j,h}^l$$

(Equação 5-6)

Onde:

$\underline{H}_{j,h}^l$ Limite inferior de geração de cada hidrelétrica

$\overline{H}_{j,h}^l$ Limite superior de geração de cada hidrelétrica

Os limites máximos de geração de uma hidrelétrica por trimestre dependem da condição hidrológica na qual o problema irá simular a operação. Para o cenário de hidrologia crítica, a energia máxima que uma UHE pode gerar corresponde a sua energia firme, enquanto que a limitação de geração das hidrelétricas para um cenário de hidrologia média é a sua energia média do respectivo trimestre do ano. Estes valores dos limites são informados ao PLANEL em seu banco de dados, e resultam de simulações da operação do sistema

hidrelétrico brasileiro com o auxílio de programas computacionais como o MSUI ou SUIISHI-O, realizadas com base em uma configuração estática de longo prazo do sistema.

Usinas Renováveis não hidráulicas e usinas termelétricas:

O cálculo dos limites de geração das usinas não hidráulicas é realizado de maneira análoga para todas as usinas não hidráulicas.

$$\hat{r}_{j,h}^{k,l} \geq x h_j^k \cdot \underline{R}_j^l$$

(Equação 5-7)

$$\hat{r}_{j,h}^{k,l} \leq x h_j^k \cdot \overline{R}_{j,h}^l$$

(Equação 5-8)

Onde:

$\underline{R}_{j,h}^l$ Limite inferior de geração de cada usina

$\overline{R}_{j,h}^l$ Limite superior de geração de cada usina

Sendo que para o cálculo dos limites superiores e inferiores, são considerados os fatores de participação de todas as usinas e seus fatores de capacidades máximos e mínimos. No caso de usinas com inflexibilidade de geração, este valor estará representado no seu Fator de Capacidade Mínimo.

$$\underline{R}_j^l = Pot_j \cdot (1 - TEIF_j) \cdot (1 - IP_j) \cdot FCmin_j$$

(Equação 5-9)

Onde:

Pot_j Potência da usina

$TEIF_j$ Taxa de indisponibilidade forçada de uma usina

IP_h Taxa de indisponibilidade programada de uma usina

$FCmin_j$ Fator de Capacidade Mínimo da usina

Para representar a intermitência das fontes renováveis, utiliza-se uma variação de seus fatores de participação nos trimestres do ano de maneira a indicar a disponibilidade da fonte naquela determinada época. Por exemplo, ao preencher um valor igual a zero no banco de dados para um trimestre em uma usina a biomassa, isso significa que naqueles três meses do ano não existe combustível para a geração de energia elétrica por parte daquele empreendimento.

O limite superior é então diferenciado para cada trimestre conforme a equação a seguir.

$$\bar{R}_{j,h}^l = FPmed_{j,h}^l \cdot Pot_j \cdot (1 - TEIF_j) \cdot (1 - IP_j) \cdot FCmáx_j$$

(Equação 5-10)

Onde:

$FPmed_{j,h}^l$ Fator de participação da usina para cada trimestre em uma dada condição hidrológica.

$FCmáx_j$ Fator de Capacidade Máximo da usina

5.2.2.2 Atendimento à demanda de ponta

O PLANEL tem formulado também a condição de atendimento à demanda de ponta. De maneira análoga ao atendimento da demanda de energia, é verificado um atendimento à demanda de ponta para cada trimestre do ano, utilizando os parâmetros de contribuição de cada tecnologia para cada trimestre.

$$\sum_{\forall j \in H_i} \tilde{h}_{j,p}^{k,l} + \sum_{\forall j \in R_i} \tilde{r}_{j,p}^{k,l} + \sum_{\forall j \in T_i} \tilde{t}_{j,p}^{k,l} + \sum_{\forall j \in H_i} (\eta_{j,i_n,i_m} \cdot \tilde{z}_{j,i_n,i_m,p}^{k,l} - \tilde{z}_{j,i_m,i_n,p}^{k,l}) + \tilde{\omega}_{i,p}^{k,l} \geq D_{i,p}^{k,l}$$

(Equação 5-11)

Onde:

$\tilde{h}_{j,p}^{k,l}$ Contribuição de cada usina hidráulica no período de ponta, no ano k , trimestre l

$\tilde{r}_{j,p}^{k,l}$	Contribuição de cada renovável não hidráulica no período de ponta, no ano k , trimestre l
$\tilde{t}_{j,p}^{k,l}$	Contribuição de cada termelétrica no período de ponta, no ano k , trimestre l
$\tilde{z}_{j,i_n,i_m,p}^{k,l}$	Intercâmbio no período de ponta do subsistema i_n para o subsistema i_m , no ano k , trimestre l
$\tilde{\omega}_{i,p}^{k,l}$	Déficit no período de ponta no ano k , trimestre l
$D_{i,p}^{k,l}$	Demanda de ponta no ano k no subsistema i no ano k , trimestre l

De forma ser apurada a confiabilidade da solução proposta, o quanto cada empreendimento, tanto existente quanto projetos que participam da expansão de geração podem contribuir no balanço de ponta vai depender da fonte, tecnologia e localização, conforme descrito a seguir.

- Hidrelétricas (inclusive PCHs): São definidos fatores de contribuição de ponta, de modo a refletir a disponibilidade do recurso primário (estimados por subsistema e trimestre) a serem multiplicados pela potência instalada.

$$\tilde{h}_{j,p}^{k,l} = Pot_j \cdot Fdisp_i^l$$

(Equação 5-12)

Onde

$Fdisp_{h,i}^l$ Fator de disponibilidade no trimestre l da hidrelétrica j , localizada no subsistema i

- Renováveis (exceto hidrelétricas): São definidos fatores de contribuição de ponta, de modo a refletir a disponibilidade do recurso primário (estimados por subsistema e trimestre) a serem multiplicados pela potência instalada. O modelo possui flexibilidade para se configurar os fatores conforme diferentes tecnologias, como por exemplo, para as eólicas os fatores são calculados considerando-se níveis de probabilidade das menores gerações em todas as horas, já para a biomassa, podem ser considerados os períodos de safra ao longo do ano. Enquanto que para a solar, o valor utilizado como fator de contribuição de ponta é definido de acordo com o horário considerado no estudo para a ocorrência da demanda máxima.

$$\tilde{r}_{j,p}^{k,l} = Pot_j \cdot Fdisp_{r,i}^l$$

(Equação 5-13)

Onde

$Fdisp_{r,i}^l$ Fator de disponibilidade no trimestre l da usina j , associada à uma tecnologia de geração

- Termelétricas: São definidos fatores de contribuição de ponta associados a cada tecnologia termelétrica de geração.

$$\tilde{t}_{j,p}^{k,l} = Pot_j \cdot Fdisp_{t,i}^l$$

(Equação 5-14)

Onde

$Fdisp_{t,i}^l$ Fator de disponibilidade no trimestre l da termelétrica j , associada à uma tecnologia de geração

5.2.3 Restrições Ambientais

A crescente relevância da questão climática levou à criação Política Nacional sobre Mudança do Clima¹, que estabeleceu metas de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE). O Acordo de Paris² fortaleceu a resposta global frente às mudanças climáticas, no qual os países participantes se comprometeram a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa.

Este aspecto está internalizado na modelagem do planejamento da expansão da oferta de eletricidade através da restrição de emissões totais de CO₂ no SIN devido à geração de energia elétrica.

¹ Ocorrida através da promulgação da Lei 12.187/09.

² Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada. Disponível em:
http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf

$$\sum_{j \in J^T} \varepsilon_j \cdot \left(\frac{\sum_l \tilde{t}_{j, \hat{h}_{médio}}^{k,l}}{4} \right) \leq \bar{E}^k$$

(Equação 5-15)

Onde:

ε_j Coeficiente de emissão de CO₂ da termelétrica [tonCO₂/MWh];

$\sum_l \tilde{t}_{j, \hat{h}_{médio}}^{k,l}$ Soma da geração de energia, nos quatro trimestres do ano, da termelétrica em cenário de hidrologia média;

$\bar{E}^k$ Limite de geração de CO₂ pelo SIN [tonCO₂]

5.2.4 Restrições de Consumo de Combustível

Para abordar o acoplamento dos setores elétrico e energético, foram inseridas no modelo restrições de consumo de combustíveis. Focada especialmente na restrição de consumo de combustíveis fósseis no horizonte de longo prazo, os limites máximos de utilização de um determinado combustível podem ser determinados ano a ano. Para comportar situações de hidrologia crítica, onde há uma maior necessidade de geração termelétrica, os limites podem variar a cada cenário hidrológico.

$$\sum_{j \in J^T} \rho_j \cdot \left(\frac{\sum_l \tilde{t}_{j, \hat{h}}^{k,l}}{4} \right) \leq \bar{F}_{\hat{h}}^k$$

(Equação 5-16)

Onde:

ρ_j Coeficiente de consumo de combustível da termelétrica;

$\sum_l \tilde{t}_{j, \hat{h}}^{k,l}$ Soma da geração de energia, nos quatro trimestres do ano, da termelétrica, para condição hidrológica $\hat{h}$

$\bar{F}_{\hat{h}}^k$ Limite superior de consumo de combustível em um ano, por cenário hidrológico

para condição hidrológica $\tilde{h}$

Caso algum subsistema contemple uma restrição de utilização mínima de combustíveis, como o gás natural, por exemplo, inclui-se uma restrição que estabelece valores de utilização de uma quantidade mínima de um determinado combustível para a de geração termelétrica.

$$\sum_{j \in J_i^T} \rho_j \cdot \left(\frac{\sum_l \tilde{t}_{j,h}^{k,l}}{4} \right) \geq \underline{F}_i^k$$

(Equação 5-17)

Onde:

$\underline{F}_i^k$ Limite inferior de consumo de combustível em um ano, para cada subsistema.

5.3 Cálculos Financeiros

5.3.1 Custo de investimento

O portfólio de opções para a expansão da oferta é composto de usinas hidrelétricas, eólicas e termelétricas que utilizam diversos combustíveis, tanto fósseis quanto renováveis, e variadas tecnologias de funcionamento.

O custo de investimento das usinas hidrelétricas depende de características do projeto dimensionado para o aproveitamento de cada potencial hidráulico. Este custo varia devido a fatores como potência instalada, altura da barragem, tipo de turbina, custos ambientais, etc.

Já para as demais fontes de energia elétrica, nos estudos de longo prazo, pode-se utilizar custos modulares de construção das usinas. Para tal devem ser consideradas características dos empreendimentos que incluem o tipo de combustível utilizado, tecnologia de geração (ex: motores, turbina a gás em ciclo simples ou ciclo combinado, turbina a vapor, etc.), custos operacionais fixos, custos ambientais, instalação de equipamentos para redução de emissões de GEE, vida útil, dentre outros.

Portanto, esta diversidade de alternativas que compõem os projetos candidatos à composição do parque gerador precisa de um tratamento financeiro que torne todas as

usinas comparáveis entre si do ponto de vista do custo de investimento, ainda que apresentem, para cada tipo de empreendimento, diferentes modalidades de desembolso, vida útil e duração do período de construção.

Para a contabilização de todos estes parâmetros dos empreendimentos foi utilizada a perpetuidade. No caso do custo de investimento, as parcelas constantes anuais do custo de capital (com juros durante a construção) a serem pagas durante a vida útil são consideradas como um pagamento de infinitas parcelas, conforme metodologia descrita a seguir.

No modelo PLANEL, o procedimento do cálculo segue as seguintes etapas:

- Cada empreendimento tem um valor de investimento, ou custo de capital, que é desembolsado em $P(i)$ parcelas. Este conjunto de N_D parcelas de desembolso caracteriza o *cronograma de desembolso*. Calcula-se o custo de investimento C_{op} no ano de entrada em operação do empreendimento, com N_C anos de construção conforme a (Equação 5-18).

$$C_{op} = \sum_{i=1}^{N_D} P(i) \cdot (1 + T_x)^{(N_C-i)}$$

(Equação 5-18)

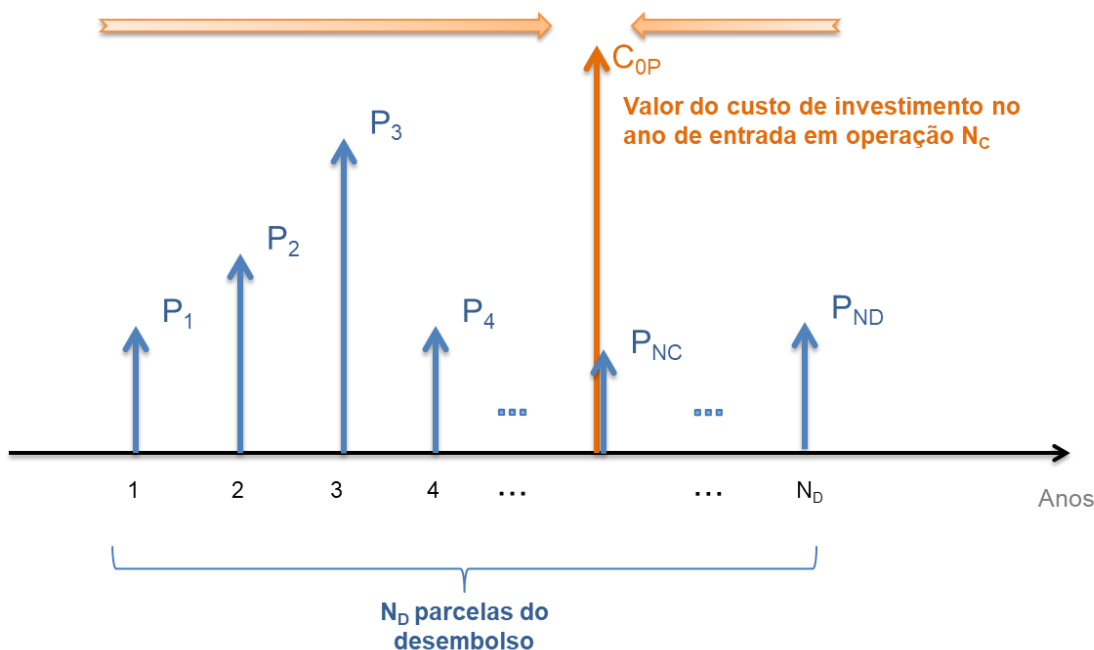


Figura 5: Custo de investimento no ano de entrada em operação

- b) Para a obtenção de parcelas anuais R (Figura 6) a serem pagas durante toda a vida útil N_V do projeto, agrega-se os custos fixos anuais de operação e manutenção C_F ao valor anualizado de C_{OP} .

$$R = \left[C_{OP} \cdot \left(\frac{T_x \cdot (1 + T_x)^{N_V}}{(1 + T_x)^{N_V} - 1} \right) \right] + C_F$$

(Equação 5-19)

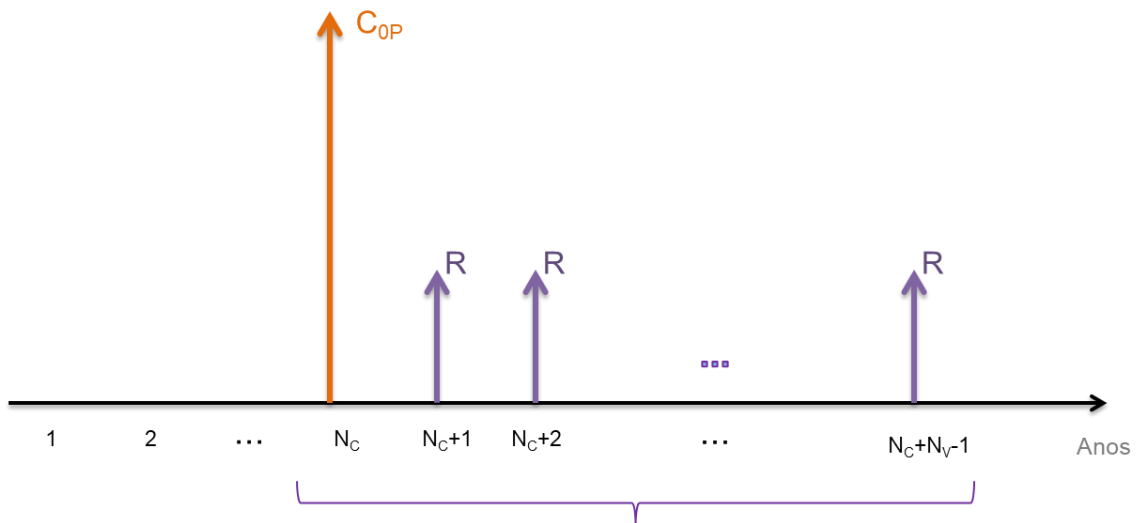


Figura 6: Parcelas anuais ao longo da vida útil de um projeto

- c) Para tornar os projetos com diferentes valores de vida útil comparáveis entre si, faz-se a extensão de sua vida útil para o infinito e calcula-se então o valor presente V_P da série infinita de parcelas R .

$$V_P = R \cdot \left[\left(\frac{(1 + T_x)^{N_V} - 1}{T_x \cdot (1 + T_x)^{N_V}} \right) \right] = R \cdot \left(\frac{1}{T_x} - \frac{1}{T_x \cdot (1 + T_x)^{N_V}} \right) = \frac{R}{T_x}$$

(Equação 5-20)

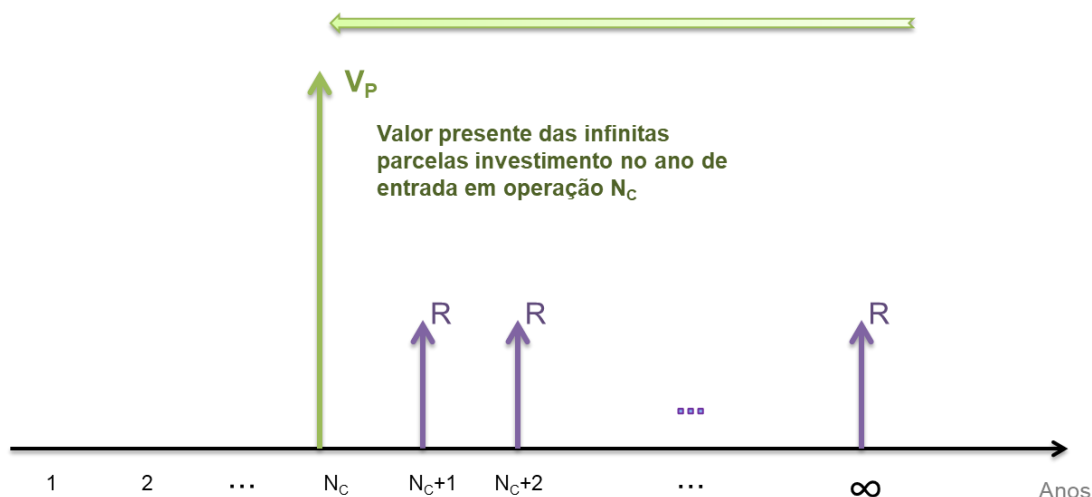


Figura 7: Valor presente das infinitas parcelas

- d) Este valor de V_p é utilizado na função objetivo, onde conforme mostrado na (Equação 5-1), onde todos os custos de investimentos dos projetos (usinas e intercâmbios) serão trazidos a valor presente ao primeiro ano do estudo.

5.3.2 Custos variáveis de operação

A função objetivo do modelo PLANEL faz a minimização não apenas da soma dos custos de investimento, mas também dos custos de operação do sistema (existente e expansão). Portanto, torna-se necessário um tratamento que reflita os custos operacionais de cada fonte de geração.

O custo variável de geração de qualquer usina, conforme definido na (Equação 5-21), depende do valor da energia gerada em cada trimestre e dos custos unitários de operação e manutenção (O&M variável) somados ao custo de combustível³ projetado para cada ano do estudo.

$$\text{Custo Geração}(j, t, l) = [\text{Custo O\&M}_{var}(j) + \text{Custo Combustível}(j, t)] \cdot \text{Geração}(j, t, l)$$

(Equação 5-21)

Onde:

³ Custo de combustível informado em R\$/MWh na planilha do banco de dados do PLANEL.

j	Usina;
t	Ano do estudo;
l	Trimestre

A seguir são mostrados como os custos variáveis de operação e manutenção (O&M variável) e custos de combustível são considerados no modelo.

- **Hidrelétricas**

O custo variável de todas as hidrelétricas (UHEs e PCHs) não inclui custo de combustível, apenas valores de $O\&M_{var}$, para o sistema existente e para os projetos.

- **Termelétricas e eólicas**

Atualmente o modelo PLANEL adota o mesmo tratamento para o custo de operação das usinas termelétricas e eólicas. A diferenciação ocorre apenas entre empreendimentos existentes e os projetos.

Para as usinas existentes, o valor do custo de operação de cada ano segue a (Equação 5-21), onde os valores resultantes para cada ano do estudo são trazidos a valor presente na função objetivo.

Para os projetos, o cálculo do custo de operação é dividido em etapas que compõem o valor a ser contabilizado na função objetivo. Para valores decorrentes de gastos com a operação dentro do horizonte do estudo, o modelo calcula a política operativa de cada usina. Após este horizonte, a perpetuidade reflete os gastos em operação dos projetos. O cálculo do custo de operação, dividido em etapas, é mostrado a seguir e exibido na Figura 8.

1. **Período entre o ano inicial do estudo e o ano final do estudo (N_t):**

O custo variável para cada trimestre dos anos do estudo é dado pela (Equação 5-21), sendo que o valor da geração da usina é o valor calculado pelo modelo, buscando a minimização dos custos operacionais de todo o sistema.

2. **Período de 5 anos iniciado no ano de fim de estudo:**

Após o ano horizonte, considera-se que haverá um crescimento linear da geração das usinas termelétricas durante 5 anos. No ano de fim de estudo, a geração de cada usina está em seu

limite inferior (L_{Inf}) e vai aumentando gradativamente até o quinto ano após o fim do horizonte quando a geração alcançará seu limite superior (L_{Sup}). E o valor presente destas parcelas é descontado para o ano de fim de estudo (Equação 5-22).

$$VP_{TCoper} = \sum_{k=1, \dots, 5} \frac{[k \cdot L_{Sup} + (5 - k) \cdot L_{Inf}]/5}{(1 + T_x)^k}$$

(Equação 5-22)

3. Período posterior aos 5 anos até o infinito:

Após a geração da usina atingir seu limite superior 5 anos após o fim do horizonte, considera-se que este valor se estabiliza até infinito, e tais valores podem então ser descontados conforme a (Equação 5-23).

$$VP_{O\&Mvar} = \frac{R_{Coper}}{T_x}$$

(Equação 5-23)

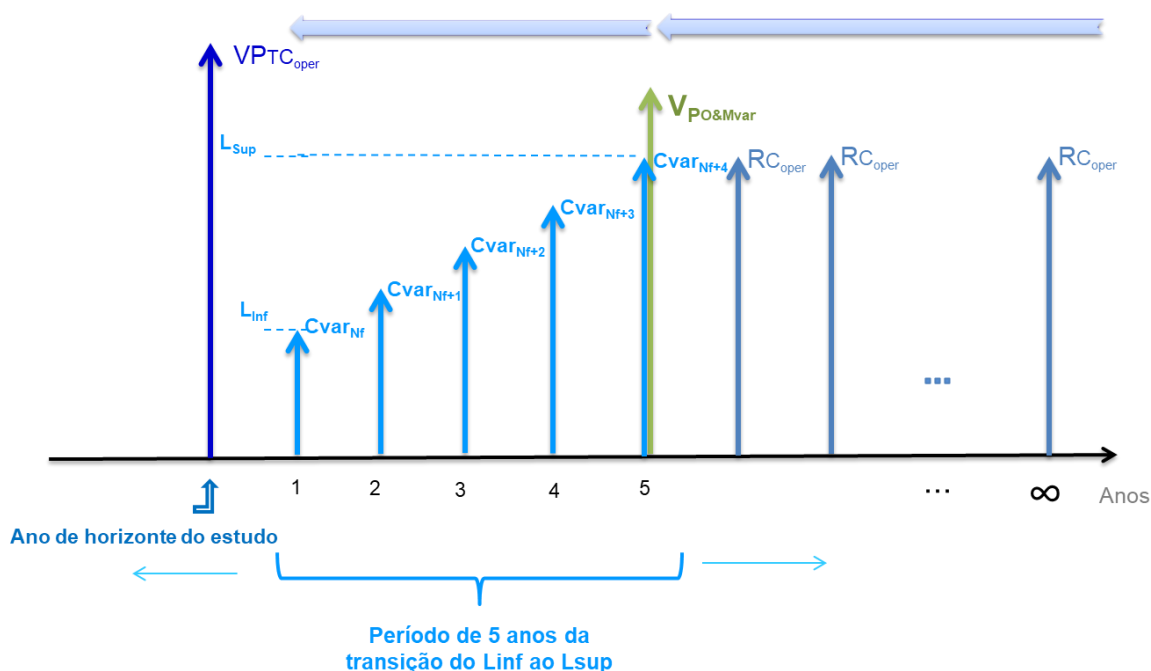


Figura 8: Custo de geração para o período após o horizonte de fim de estudo.

Posteriormente, todas essas parcelas de custo de geração são descontadas para o ano de início de estudo.

Para térmicas cuja atuação seja especialmente para a ponta, o valor de do custo operacional até o infinito é ponderado pela duração considerada da ponta. Desta maneira, usinas

totalmente flexíveis não são penalizadas por um custo de geração médio ao longo de todo o ano, e sim ponderado pela parcela de horas do ano que são consideradas como demanda máxima.

6. Otimização

O PLANEL tem como objetivo encontrar um cronograma de expansão de unidades geradoras e linhas de transmissão no horizonte do estudo que minimize o valor presente da soma dos custos de investimento e operação, sujeito a restrições de viabilidade tais como atendimento à demanda, limites mínimos e máximos de capacidade de geração e intercâmbio, disponibilidade de combustível, dentre outras.

Por se tratar de um problema de grande porte, cuja formulação pode conter inclusive um elevado número de variáveis inteiras. O modelo permite que variáveis inteiras sejam totalmente ou parcialmente convertidas em variáveis contínuas de modo a reduzir tempo computacional para o encontro de uma solução ótima.

A solução do problema de otimização é feita com auxílio de um "solver" especializado (utiliza-se no momento o "solver" CPLEX 12.6) que é chamado para resolver o modelo matemático, ou seja, o problema de programação linear inteira mista de grande porte.

O comando de resolução do modelo fica na tela inicial do PLANEL, e pode ser acionado após a importação dos dados. Existe também um botão de comando que realiza estes dois procedimentos em sequência, conforme indicado na Figura 9. Após este comando, o solver CPLEX iniciará os cálculos para a resolução do problema de otimização.

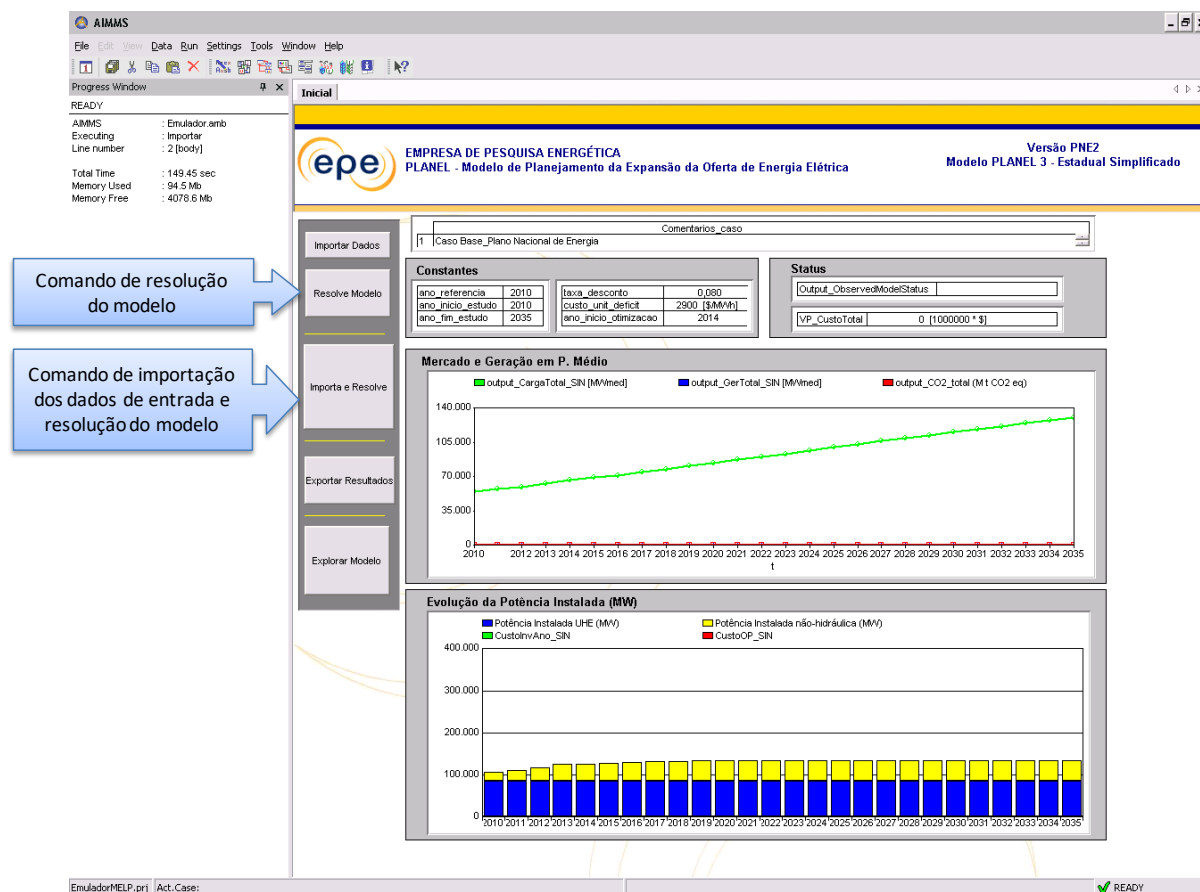


Figura 9: Tela inicial com os comandos de resolução do modelo

O monitoramento do processo de convergência do algoritmo até a obtenção da **solução ótima** final pode ser realizado através de uma janela denominada "*Progress Window*", junto à tela inicial. Nela podem ser monitorados: o tempo de solução, os valores da função objetivo correspondentes às melhores soluções linear e inteira obtidas até o momento, assim como a diferença ("*gap*") entre elas (Figura 10). A Figura 11 apresenta uma tela contendo o resultado final convergido⁴ de uma rodada do modelo PLANEL.

⁴ Uma rodada é classificada como convergida quando é possível encontrar uma solução viável, dita "ótima", ou seja, uma expansão que satisfaça todas as restrições do problema, e que minimize a função objetivo até um certo ponto, determinado conforme o critério de parada especificado para a execução do solver (valor do *gap de integralidade*, número de iterações ou tempo máximo de processamento)

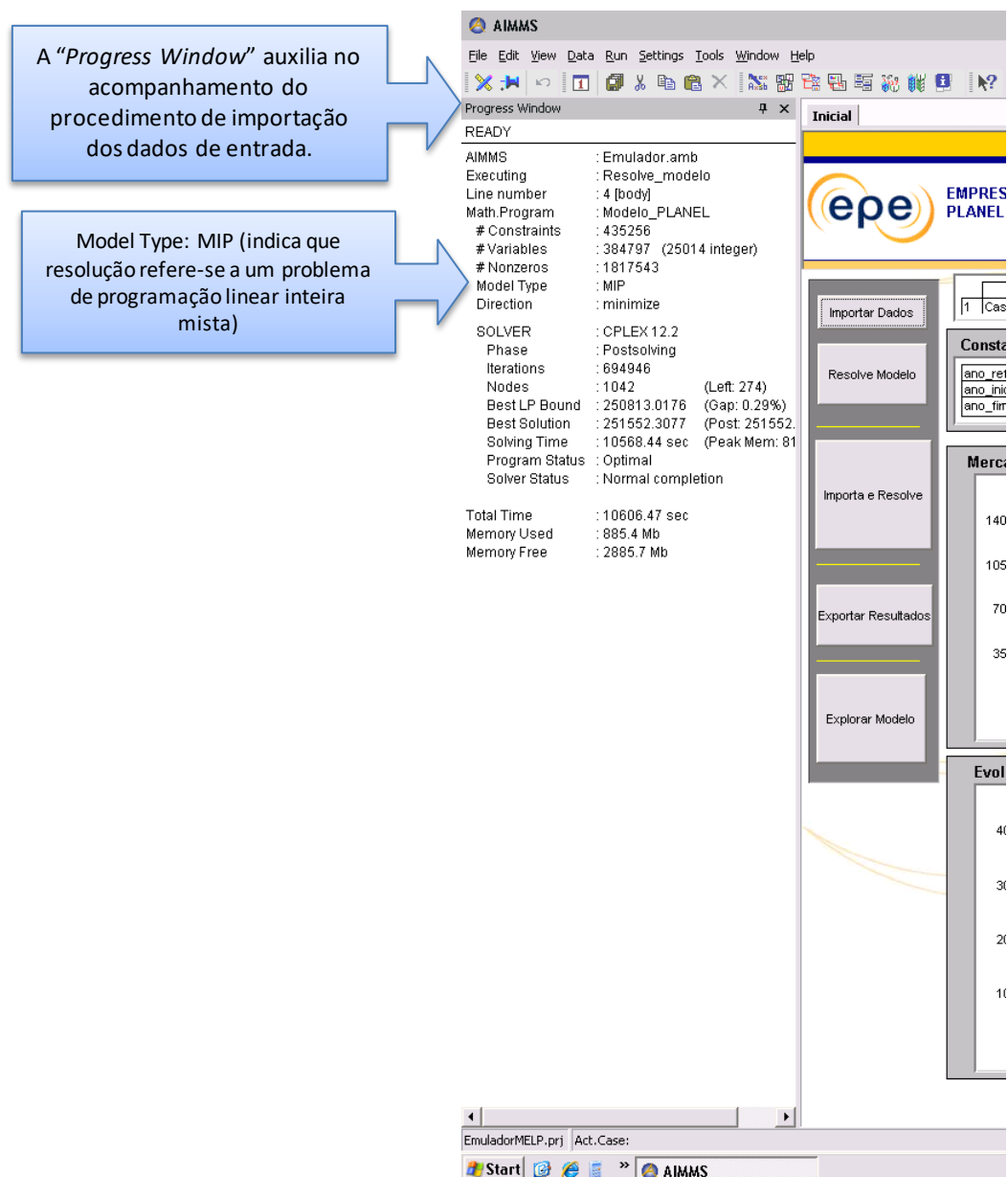
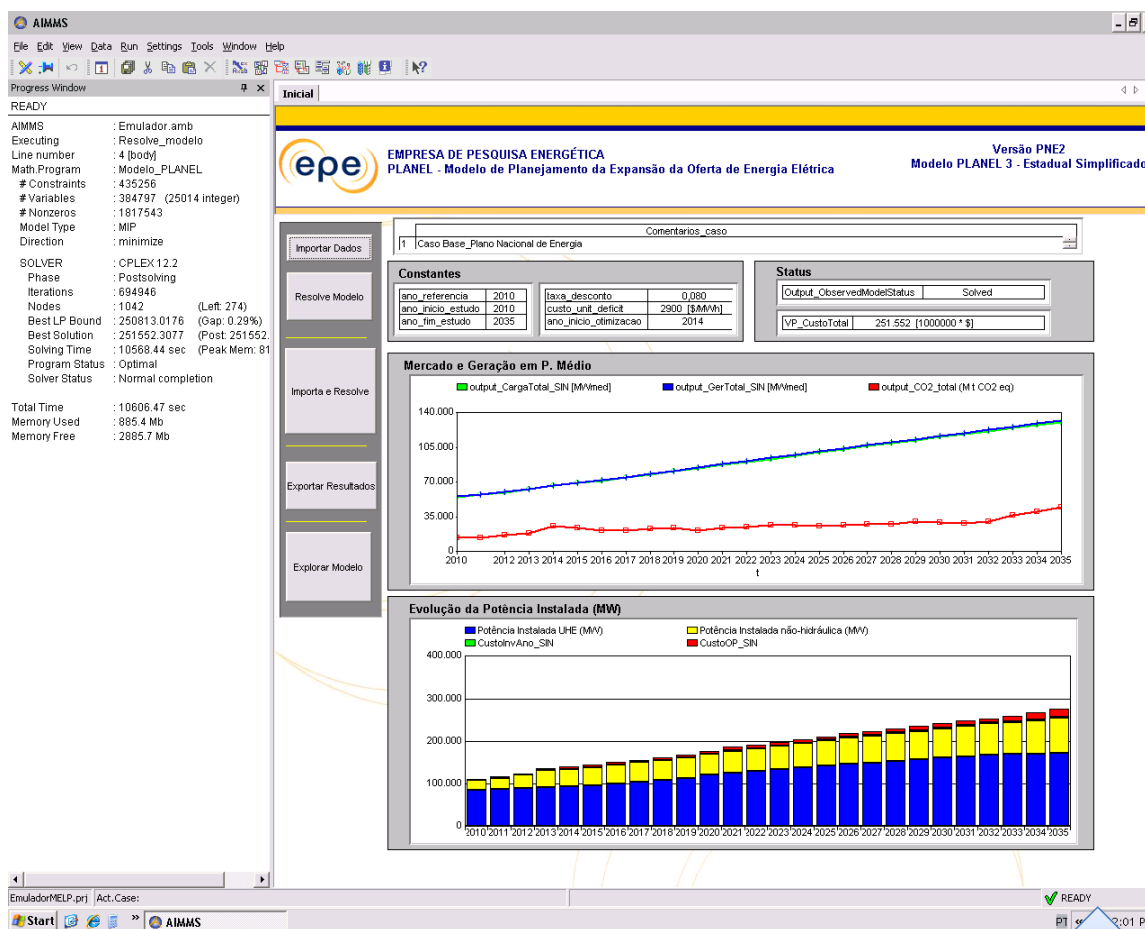


Figura 10: Tela de acompanhamento da otimização



Indicação do status
do procedimento de
solução

Figura 11: Exemplo de rodada convergida do PLANEL

7. Resultados

O modelo PLANEL fornece como resultado um plano ótimo de expansão no horizonte do estudo, que consiste em um cronograma de instalação de novas usinas e de reforços na capacidade de intercâmbio entre subsistemas, além das linhas de transmissão assim como os valores trimestrais da geração de energia de cada usina e de intercâmbio entre os subsistemas, nas três condições de balanço consideradas pelo modelo.

Para cada ano, calculam-se também os acréscimos e a potência instalada, que podem ser agregada por subsistema, UF, fonte de energia e/ou tecnologia de geração. Com relação aos valores de geração e de intercâmbio entre os subsistemas, os resultados são analisados nas condições hidrológicas média e crítica, assim como no atendimento à ponta com discretização trimestral.

Após uma rodada convergida do PLANEL, os resultados podem ser observados e analisados dentro da plataforma operacional AIMMS, mas também podem ser exportados para o formato de planilhas no Excel para futuras análises por outros usuários, sem a necessidade de dispor de licença do software AIMMS. Assim, a Figura 3 sintetiza o caminho computacional percorrido pela informação desde a entrada até a saída.

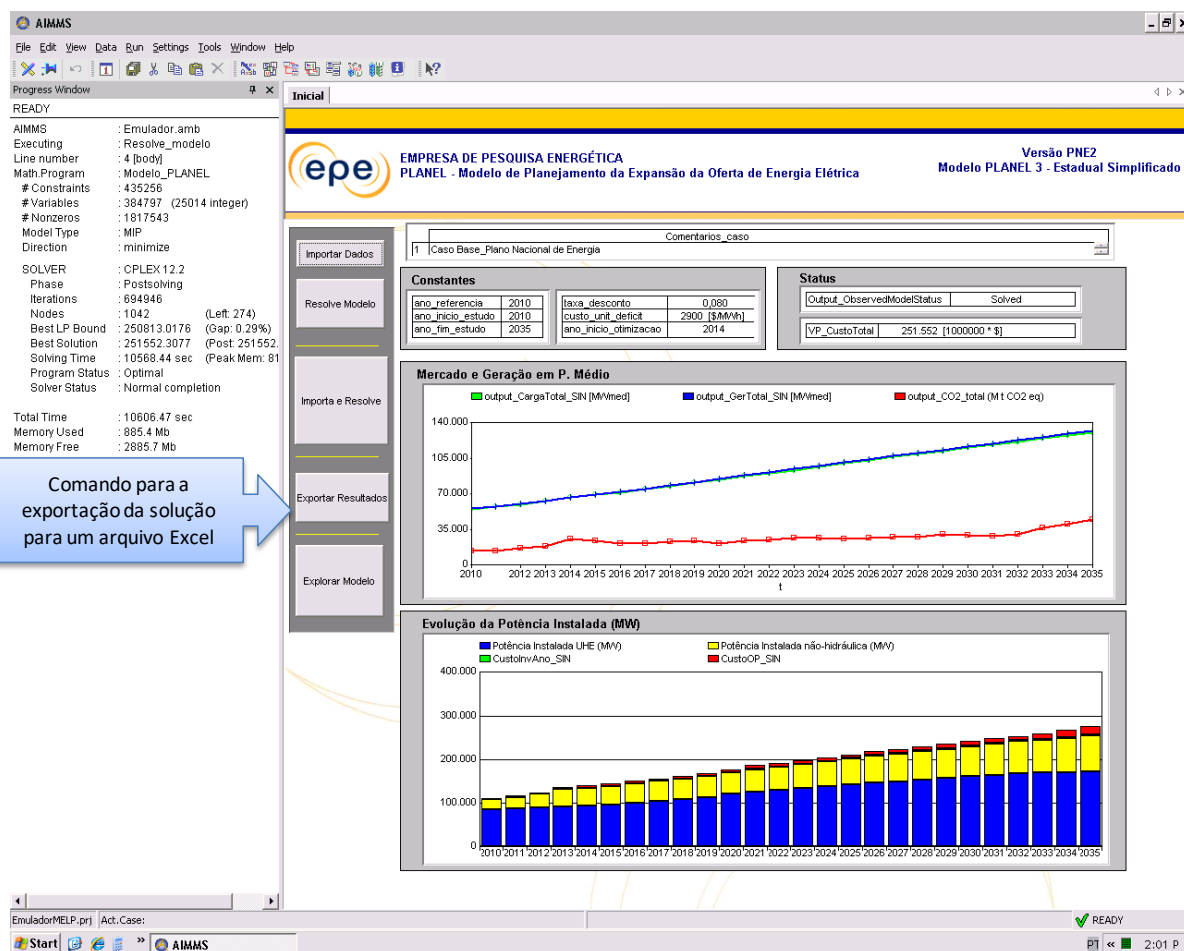


Figura 12: Comando para a exportação dos resultados

Para que a exportação seja realizada corretamente, o arquivo de destino deve estar situado na mesma pasta que os arquivos que compõem o código fonte do PLANEL, e ter o mesmo nome que o declarado no procedimento de exportação.

A seguir estão alguns exemplos de gráficos e tabelas criados no Excel que podem ser utilizados na análise dos resultados.

7.1 Exemplos de gráficos e tabelas para análise de resultados

O procedimento de exportação dos resultados insere no arquivo de saída do Excel diversas tabelas de dados com agrupamentos dos resultados anuais e/ou trimestrais, por fonte de geração, subsistema, Unidade da Federação, dentre outros. Estes dados podem ser a potência instalada, acumulada ou incremental em um ano, a geração nos períodos hidrológicos médio e crítico, contribuição no período de ponta, intercâmbios entre subsistemas, conforme visto da Figura 13 a Figura 17.

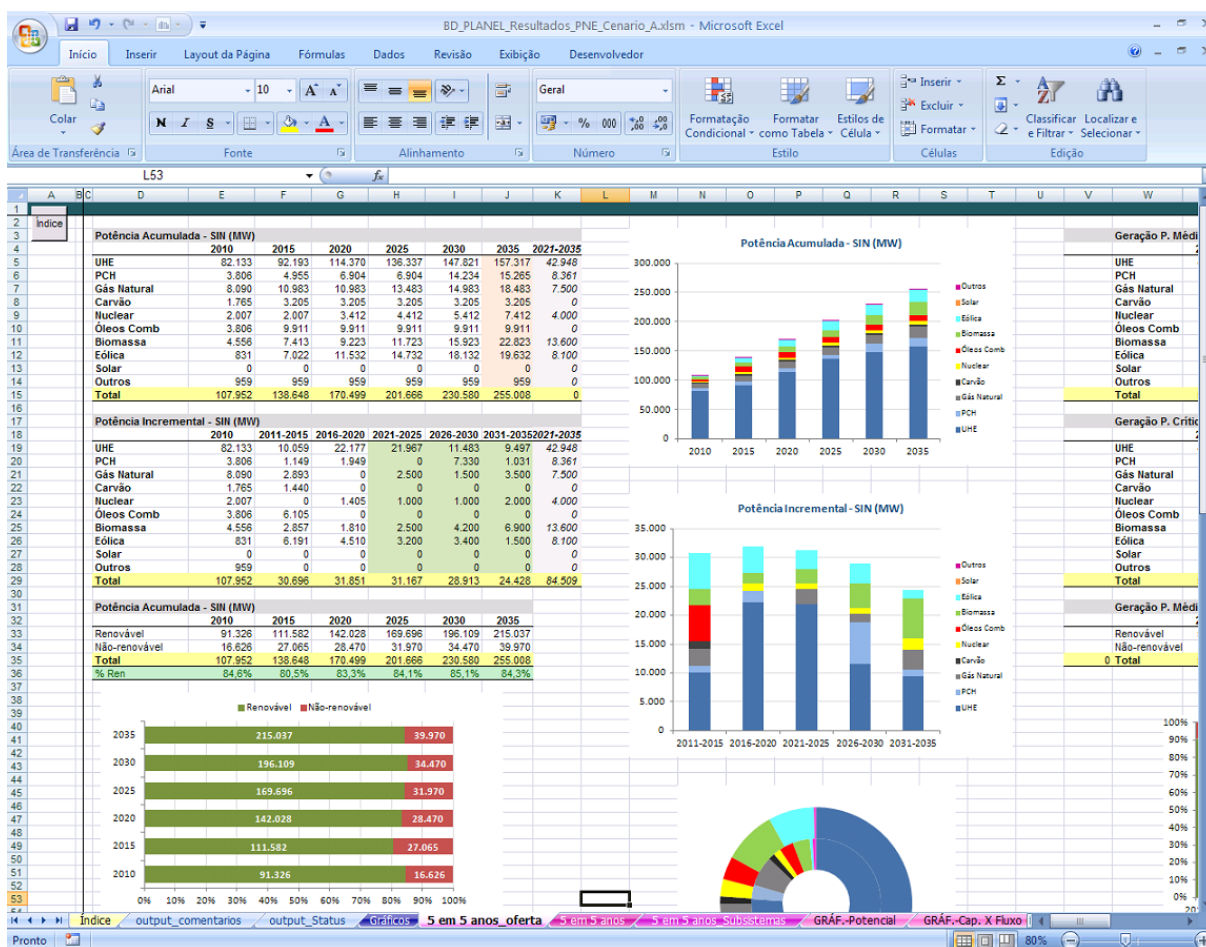


Figura 13: Tela com resumo dos resultados quinquenais da expansão da potência instalada

A Figura 14 e a Figura 15 estão mais exemplos que podem ser utilizados na análise dos resultados. A partir da saída exportada pelo AIMMS, foram construídos gráficos para cada fonte de geração e subsistema da energia gerada por trimestre nos períodos médio, crítico e de ponta.

Pode ser observada através da linha em azul (Figura 14), a expressiva sazonalidade da energia gerada por trimestre proveniente da geração hidráulica nos subsistemas da região Norte, ou seja, as barras na cor cinza indicam a capacidade máxima (em MWmédio) de energia a ser gerada no trimestre proveniente do parque instalado (resultado da expansão ótima do SIN), enquanto que as barras de cor laranja representam a energia proveniente dos projetos que estão disponíveis para a instalação no ano respectivo, chamados aqui de margem de energia.

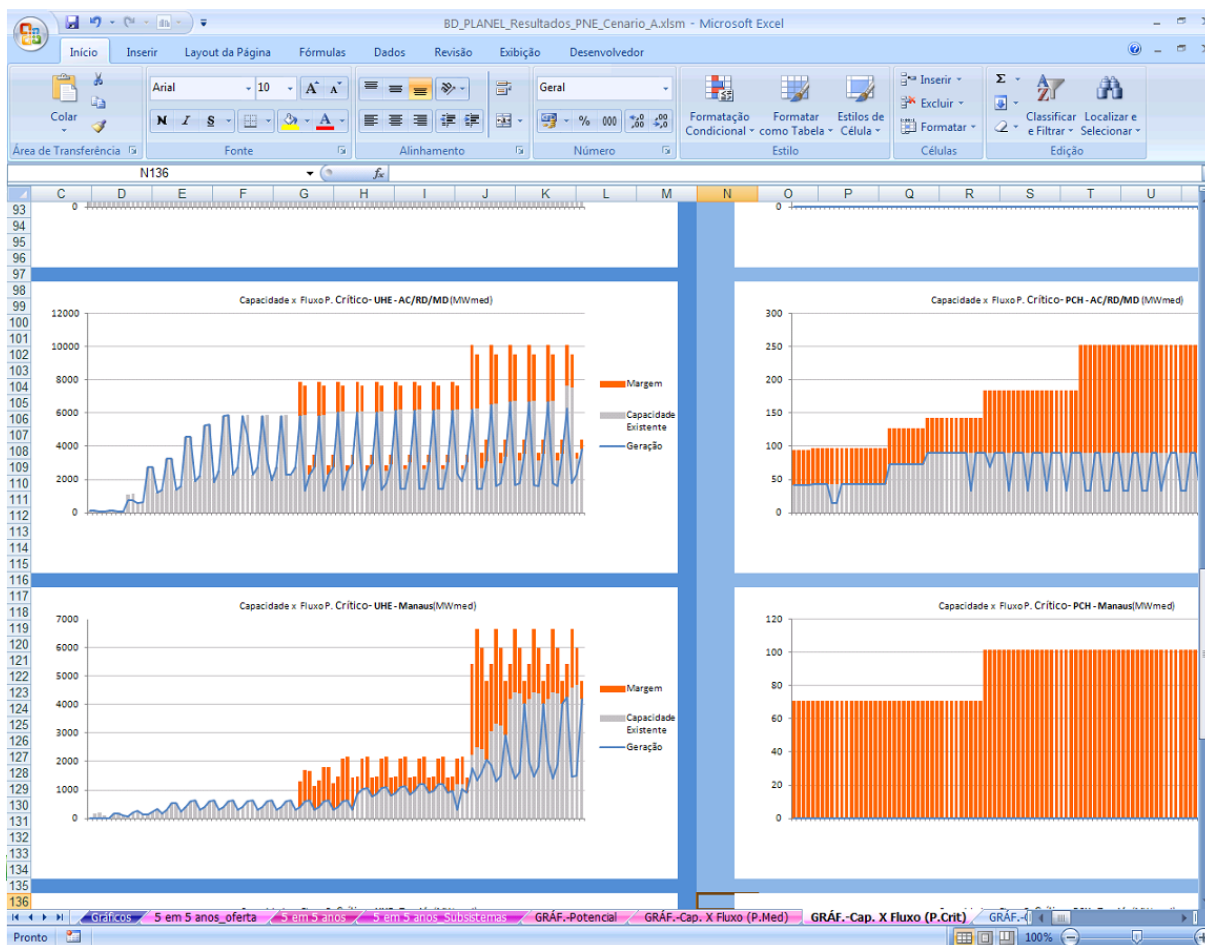


Figura 14: Capacidade de geração e energia gerada por hidrelétricas por subsistema

De maneira análoga, porém exibindo resultados para o período médio, a Figura 15 exibe os resultados para algumas fontes termelétricas como o carvão (nacional e importado) e a nuclear, onde se observa o potencial disponível (barras verticais em laranja) ou não nos subsistemas exibidos, e geração de energia (linha azul) em complementaridade com a geração hidrelétrica, cujo potencial a ser aproveitado no SIN indica uma crescente sazonalidade ao longo do ano.

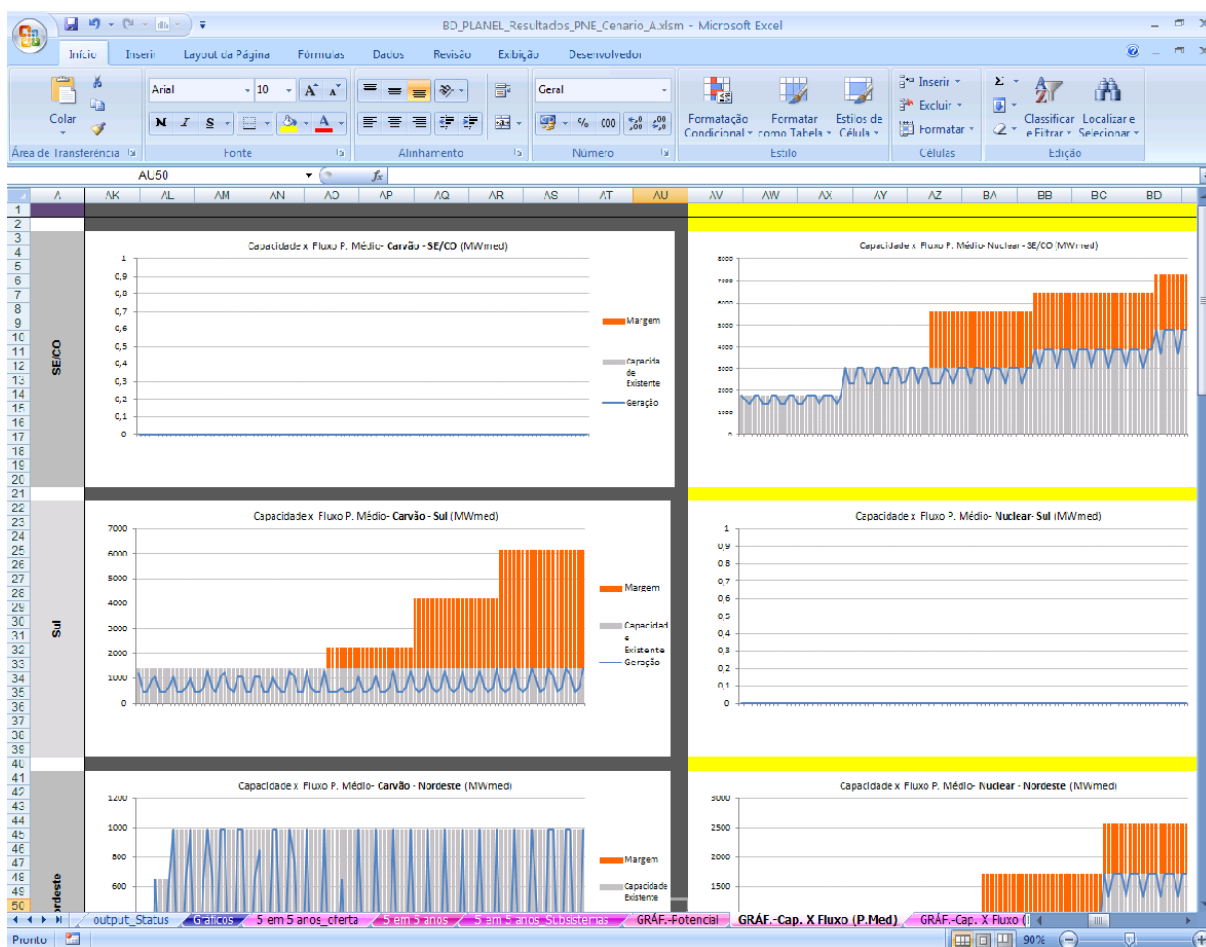


Figura 15: Capacidade de geração e energia termelétrica por subsistema

A expansão da malha de intercâmbio entre os subsistemas também tem sua análise mais criteriosamente analisada com o uso do Excel, a Figura 16 exhibe as capacidades e fluxos para cada arco entre dois subsistemas. As barras verticais em cinza indicam as capacidades, que, se representadas como positivas no eixo vertical significam valores da direção “De → Para” conforme o título do gráfico, e se negativas representam o sentido “Para → De”, da capacidade de intercâmbio de energia.

Os fluxos nos período médio, crítico e de ponta, são identificados pelas linhas, azul, vermelha e verde, respectivamente. E também obedecem à convenção do sentido do fluxo de energia das capacidades. Por exemplo, no gráfico de intercâmbio do Norte para Imperatriz exibido na Figura 16, os valores de fluxo positivos indicam um fluxo de energia do Norte para Imperatriz, enquanto que valores negativos demonstram que há energia sendo transportada de Imperatriz para o Norte.

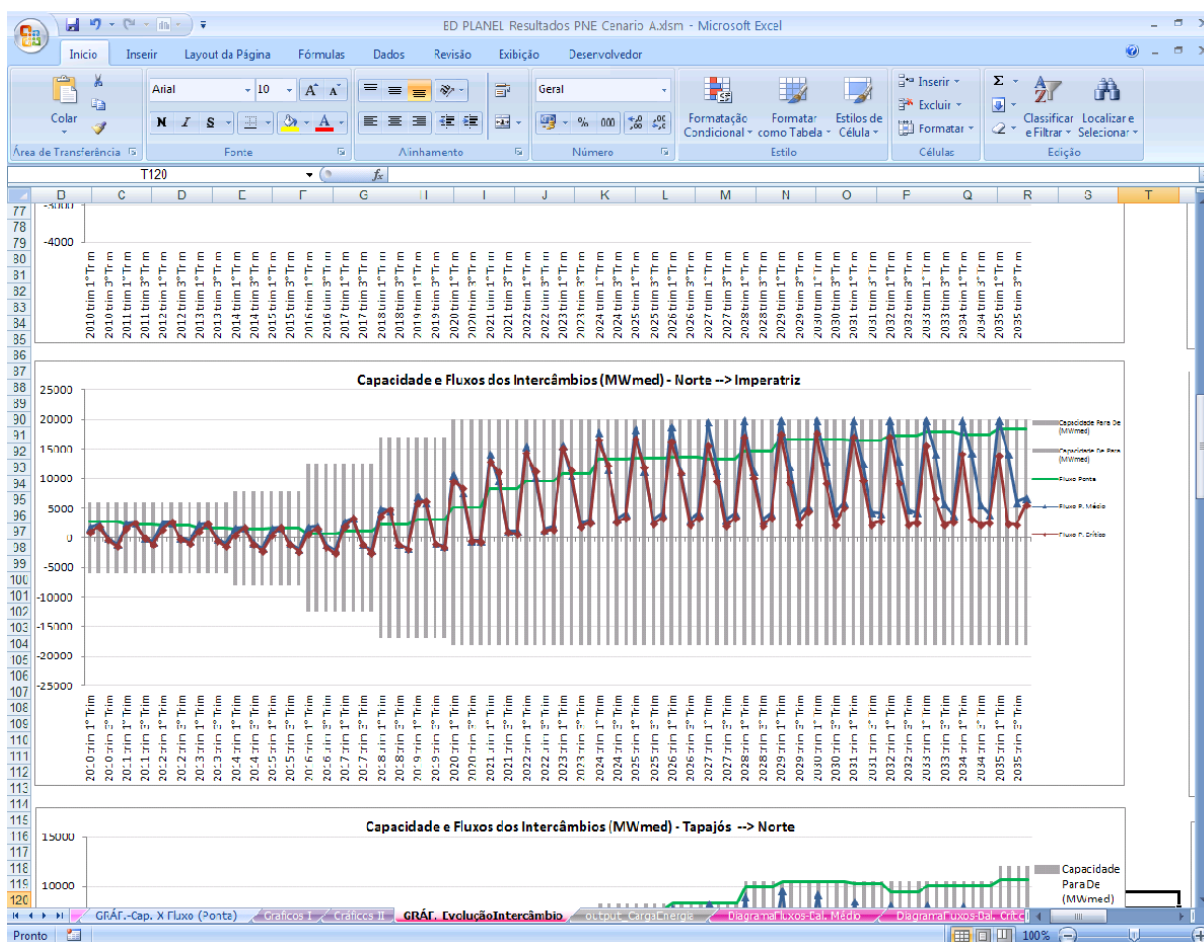


Figura 16: Capacidade e fluxo de intercâmbio

Para uma análise dos balanços dos subsistemas, ou seja, para cada trimestre, se uma região pode ser caracterizada como importadora ou exportadora de energia e como os mercados são supridos com auxílio do sistema de transmissão, foram criados gráficos como os da Figura 17. Neles, a representação dos subsistemas mostra sua energia gerada e seu mercado, enquanto que o intercâmbio obedece à mesma convenção de sinais exibida na Figura 16.

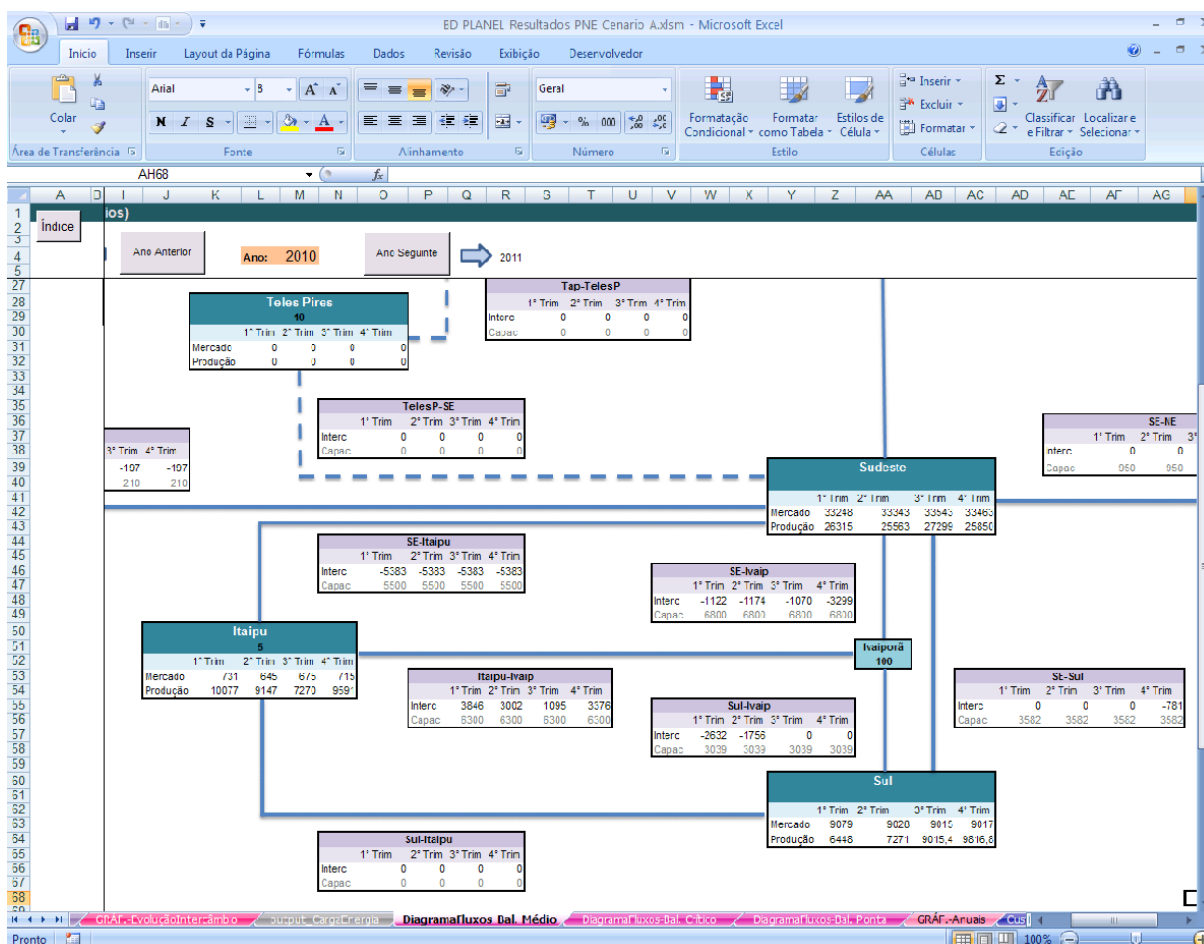


Figura 17: Balanço de energia dos subsistemas

Diversos outros gráficos e tabelas podem ser elaborados conforme se verifique a necessidade de resultados específicos serem analisados, cabe deixar claro aqui que, a ferramenta computacional foi estruturada de maneira viabilizar que, dada a complexidade de um estudo de longo prazo, aspectos fundamentais possam ser analisados em detalhes para assim contribuir para o processo de planejamento do setor energético neste horizonte.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")

ANEXO I - Tabelas de Dados de Entrada

1.1. Comentários

Podem ser inseridos tantos comentários quantos forem necessários de maneira a resumir o conjunto de dados do cenário do arquivo que contém os dados de entrada da simulação.

Planilha: *tab_comentarios*

Tabela 1: Comentários

Título da coluna	Descrição	Observação
cod_comentario	Enumeração dos comentários	
comentario	Descrição de aspectos relativos ao conjunto do arquivo.	Em geral, o primeiro comentário é o título que dará nome a rodada.

2. Constantes

A planilha de *constantes* apresenta blocos com conjuntos de valores que são importados diretamente pelo AIMMS, não sendo, portanto vinculados ao Access.

Planilha: *tab_constantes*

7.1.1 Dados gerais

Tabela 2: Dados Gerais

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
taxa_desconto		Taxa de desconto dos custos de investimento e operação futuros.	
taxa_cambio		Taxa de desconto utilizada para converter valores de US\$ para R\$.	
ano_inic_estudo	Ano	Ano de início do estudo	Valor do ano a partir do qual todas as simulações irão ocorrer.
ano_fim_estudo	Ano	Ano de fim do estudo	Último ano a ser considerado nas simulações.
custo_deficit	R\$/MWh	Custo do déficit de energia	
custo_deficit_ponta	R\$/MWh	Custo do déficit de ponta	
prob_ano_critico	p.u.	Probabilidade de	

		acontecimento de um ano crítico.	
custo_fixo_O&M_UHE	R\$/kWano	Custo fixo de operação e manutenção das usinas hidrelétricas.	UHEs e PCHs utilizam este mesmo valor.
custo_fixo_O&M_Interl	R\$/KW	Custo fixo de operação e manutenção dos intercâmbios.	
custo_var_O&M_UHE	R\$/MWh	Custo variável de operação e manutenção das usinas hidrelétricas.	

7.1.2 Teto de geração das usinas a óleo diesel e combustível

Para os anos em que houver limitação na geração (em MWmed) das usinas a óleo diesel e combustível, devem ser preenchidos os totais destes valores máximos de energia a ser gerada a cada ano, na condição hidrológica média, pelas UTEs que utilizam estes combustíveis.

7.1.3 Teto de emissão de CO₂

Valor máximo do total de emissões de CO₂, em milhões de toneladas, permitido em um ano para a geração de eletricidade.

7.1.4 Piso de consumo de gás natural por dia

Parâmetro que pode ser definido anualmente, e representa o piso de consumo diário de gás natural, em condição média, para os subsistemas onde houver necessidade do estabelecimento de um valor mínimo para o consumo diário de gás natural no ano, em Mm³/dia.

7.1.5 Teto de consumo de gás natural por dia

Para cada cenário de período médio, crítico e de ponta são definidos valores de teto de consumo diário de gás natural, em Mm³/dia. Diferentemente dos valores de piso, que são definidos por subsistema, o teto de consumo de gás natural indica o máximo valor do energético que pode ser consumido ao ano pelas termelétricas de todo o SIN.

7.1.6 Limites de acréscimo de potência por fonte

Valor máximo de potência por fonte a ser instalada anualmente no SIN.

7.2 Tabelas de Domínio

Conjuntos de parâmetros que caracterizam o estudo e diversas entidades, como unidades de geração, linhas de transmissão, dentre outros.

7.2.1 Subsistemas

Planilha: *tab_subistemas*

Tabela 3: Subsistemas

Título da coluna	Descrição
cod_subsistema	Número associado ao subsistema
nome_subsistema	Nome do subsistema

7.2.2 Regiões

Planilha: *tab_regioes*

Tabela 4: Regiões

Título da coluna	Descrição
cod_UF	Número associado à unidade da federação
UF	Sigla da unidade da federação (UF)
Nome	Nome da unidade da federação
Regiao	Região geográfica na qual a unidade da federação está localizada

7.2.3 Corredor de Intercâmbio

Planilha: *tab_corredor*

Tabela 5: Corredores de intercâmbio

Título da coluna	Descrição	Observação
cod_corredor	Número associado ao corredor de intercâmbio existente entre dois subsistemas	
Nome	Nome do corredor de intercâmbio	
subsistema_de	Subsistema vértice do arco de intercâmbio	
subsistema_para	Subsistema vértice do arco de intercâmbio	Os subsistemas "de" e "para" devem ser diferentes

7.2.4 Tipo de expansão

Planilha: *tab_tipo_expansao*

Tabela 6: Tipo de expansão

Título da coluna	Descrição
cod_expansao	Tipo de expansão do projeto de geração ou de intercâmbio
nome_expansao	Descrição do tipo de expansão 1: Expansão opcional 2: Expansão obrigatória 3: Não considerar o empreendimento

7.2.5 Períodos do ano

Planilha: *tab_periodos*

Tabela 7: Períodos do ano

Título da coluna	Descrição
Cod_ano	Código associado ao ano no estudo
Ano	Lista dos anos que compõem o estudo

7.2.6 Período do estudo

Planilha: *tab_PeriodoEstudo*

Tabela 8: Período do estudo

Título da coluna	Descrição	Observação
Cod_perodo	Código associado ao período do ano	Conforme a discretização do estudo, os períodos do ano podem ser trimestres (4), semestres (2), ou ano (1)
Nome_perodo	Nome do período do ano	Exemplo: <i>1º semestre; 2º semestre</i>

7.3 Custo dos combustíveis

Planilha: *tab_tipo_Combustivel*

Tabela 9: Custo dos combustíveis

Título da coluna	Unidade	Descrição	Comentários
cod_combustivel		Código associado combustível	
nome_combustivel		Nome do combustível	
Ano 1	R\$/MWh	Custos dos combustíveis	

		relativos ao primeiro ano do estudo	
Ano 2	R\$/MWh	Custos dos combustíveis relativos ao segundo ano do estudo	
Ano <i>n</i>	R\$/MWh	Ano <i>n</i> do estudo	Deve existir uma coluna com os custos dos combustíveis para cada ano do estudo

7.4 Cronogramas de desembolso

Planilha: *cod_desembolso*

Tabela 10: Cronogramas de desembolso

Título da coluna	Descrição	Observação
cod_desembolso	Código associado cronograma de desembolso	
# parcelas	Número de parcelas de desembolso	
Colunas 1 a 9	Percentual do desembolso que será pago no ano correspondente	A soma dos percentuais de desembolso nas colunas 1 a 9 deve ser igual a 1, significando que o montante total do custo será pago

7.5 Categorias das unidades de geração

Planilha: *tab_cod_categoria*

Tabela 11: Categorias das unidades de geração

Título da coluna	Descrição	Observação
cod_categoria	Número atribuído a cada categoria das unidades de geração	
nome_categoria	Nome da categoria	Em geral a categoria está associada à fonte de geração

7.6 Tecnologias das unidades de geração

Planilha: *tab_Tecnologias_TE_RE*

Tabela 12: Tecnologias das unidades de geração

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_tecnologia		Número atribuído a cada tecnologia das unidades	

		de geração	
nome_tecnologia		Nome da tecnologia	
Potencia	MW	Potência típica de uma unidade de geração	
FCmin	p.u.	Fator de capacidade mínimo	
FCmax	p.u.	Fator de capacidade máximo	
FPcrit_trim1	p.u.	Fator de participação do primeiro trimestre do ano em período crítico	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período crítico, no primeiro trimestre do ano
FPcrit_trim2	p.u.	Fator de participação do segundo trimestre do ano em período crítico	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período crítico, no segundo trimestre do ano
FPcrit_trim3	p.u.	Fator de participação do terceiro trimestre do ano em período crítico	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período crítico, no terceiro trimestre do ano
FPcrit_trim4	p.u.	Fator de participação do quarto trimestre do ano em período crítico	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período crítico, no quarto trimestre do ano
FPmed_trim1	p.u.	Fator de participação do primeiro trimestre do ano em período médio	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período médio, no primeiro trimestre do ano
FPmed_trim2	p.u.	Fator de participação do segundo trimestre do ano em período médio	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período médio, no segundo trimestre do ano
FPmed_trim3	p.u.	Fator de participação do terceiro trimestre do ano em período médio	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período médio, no terceiro trimestre do ano
FPmed_trim4	p.u.	Fator de participação do quarto trimestre do ano em período médio	Contribuição de energia da tecnologia associada à potência disponível, no período médio, no quarto trimestre do ano
FPonta_trim1	p.u.	Fator de contribuição de ponta no primeiro trimestre do ano	
FPonta_trim2	p.u.	Fator de contribuição de	

		ponta no segundo trimestre do ano	
FPonta_trim3	p.u.	Fator de contribuição de ponta no terceiro trimestre do ano	
FPonta_trim4	p.u.	Fator de contribuição de ponta no quarto trimestre do ano	
TEIF	p.u.	Taxa esperada de indisponibilidade forçada	
IP	p.u.	Indisponibilidade programada	
cod_categoria		Número da categoria associada à tecnologia	A atribuição dos códigos das categorias está na tabela " <i>tab_cod_categoria</i> ".
cod_combustivel		Número do combustível associado à tecnologia	A atribuição dos códigos dos combustíveis está na tabela " <i>tab_tipo_Combustivel</i> ".
#_anos_construção	Anos	Número de anos de duração da construção do empreendimento	
Vida_util	Anos	Número de anos de vida útil do empreendimento	
Eficiencia	p.u.	Eficiência na geração de eletricidade	
Coef_Emissao_CO ₂	tCO ₂ /MWh	Coeficiente de emissão de CO ₂	
custo_capital	Milhões de R\$	Valor do investimento do projeto	
cod_desembolso		Número do cronograma de desembolso associado à tecnologia	A atribuição dos códigos dos combustíveis está na tabela " <i>cod_desembolso</i> ".
custo_conexao	Milhões de R\$	Custo de conexão do empreendimento ao sistema de transmissão	
custo_ambiental	Milhões de R\$	Custos ambientais relativos à construção do empreendimento	Desde que estes valores não estejam previamente incluídos no custo de capital.
custoOMfixo	R\$/kW	Custo fixo de operação e manutenção	
custoOMvar	R\$/MWh	Custo variável de operação e manutenção	
ConsumEsp		Consumo específico de combustível na geração de eletricidade	

7.7 Hidrelétricas existentes

Parque hidrelétrico existente individualizado com suas características.

Planilha: *tab_UHE_existente*

Tabela 13: Hidrelétricas existentes

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_projeto_UHE		Número atribuído a cada UHE do sistema existente.	
Cod_NW		Código da UHE no modelo Newave	
Nome_NW		Nome da UHE no modelo Newave	Pode ocorrer do nome da usina estar abreviado no Newave
Nome		Nome da UHE	
Potência	MW	Potência da UHE	
Bacia		Bacia na qual a usina está localizada	
Rio		Rio no qual a usina está localizada	
Latitude		Coordenada geográfica da UHE	
Longitude		Coordenada geográfica da UHE	
UF		Unidade da federação na qual a UHE está localizada	Em caso de UHEs situadas em rios de divisa de estados, apenas um deles deve ser preenchido neste campo.
cod_subsistema		Número subsistema ao qual a UHE está conectada eletricamente	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
TEIF	p.u.	Taxa esperada de indisponibilidade forçada	
IP	p.u.	Indisponibilidade programada	
Efirme_trim1	MWmed	Energia firme da usina no 1º trimestre do ano	
Efirme_trim2	MWmed	Energia firme da usina no 2º trimestre do ano	
Efirme_trim3	MWmed	Energia firme da usina no 3º trimestre do ano	
Efirme_trim4	MWmed	Energia firme da usina no 4º trimestre do ano	
Emedia_trim1	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 1º trimestre do ano	
Emedia_trim2	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 2º trimestre do ano	

Emedia_trim3	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 3º trimestre do ano	
Emedia_trim4	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 4º trimestre do ano	
Data_Ent_Op	Ano	Ano de entrada em operação da usina	Ano de entrada em operação da primeira máquina
custoOMvar	R\$/MWh	Custo variável de operação e manutenção das usinas hidrelétricas.	Pode-se utilizar o valor de O&M variável de para todas as UHEs como definido na "tab_constantes", e/ou especificar estes custos de maneira diferenciada por usina.
cod_tecnologia		Número da tecnologia associada ao projeto	A atribuição dos códigos das tecnologias está na tabela "tab_Tecnologias_TE_RE".

7.8 Projetos hidrelétricos

Planilha: *tab_UHE_projetos*

Tabela 14: Projetos hidrelétricos

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_projeto_UHE		Número atribuído a cada projeto de UHE a ser considerado.	
Cod_NW		Código da UHE no modelo Newave	
Nome_NW		Nome da UHE no modelo Newave	Pode ocorrer do nome da usina estar abreviado no Newave
Nome		Nome da UHE	Não deve haver UHEs com nomes iguais
Potência	MW	Potência da UHE	
Bacia		Bacia na qual a usina está localizada	
Rio		Rio no qual a usina está localizada	
Latitude		Coordenada geográfica da UHE	
Longitude		Coordenada geográfica da UHE	
UF		Unidade da federação na qual a UHE está localizada	Em caso de UHEs situadas em rios de divisa de estados, apenas um deles deve ser preenchido neste campo.

cod_subsistema		Número subsistema ao qual a UHE está conectada eletricamente	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
Cod_complexo		Código do complexo hidrelétrico ao qual a usina, ou parte dela pertence.	Campo preenchido somente em caso de necessidade de representar a motorização de usinas de potência elevada, ou condicionar a instalação de uma UHE a outra (as). A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_complexos".
TEIF	p.u.	Taxa esperada de indisponibilidade forçada.	
IP	p.u.	Indisponibilidade programada	
Efirme_trim1	MWmed	Energia firme da usina no 1º trimestre do ano	
Efirme_trim2	MWmed	Energia firme da usina no 2º trimestre do ano	
Efirme_trim3	MWmed	Energia firme da usina no 3º trimestre do ano	
Efirme_trim4	MWmed	Energia firme da usina no 4º trimestre do ano	
Emedia_trim1	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 1º trimestre do ano	
Emedia_trim2	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 2º trimestre do ano	
Emedia_trim3	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 3º trimestre do ano	
Emedia_trim4	MWmed	Energia gerada pela usina em período médio no 4º trimestre do ano	
cod_expansao		Tipo de expansão do projeto hidrelétrico: 1: Expansão opcional 2: Expansão obrigatória 3: Não considerar o empreendimento	A atribuição dos códigos dos para o tipo de expansão está na tabela "tab_tipo_expansao".
data_minima	Ano	Ano a partir do qual o empreendimento está disponível para ser considerado como candidato a expansão.	
data_maxima	Ano	Ano a partir do qual o	

		empreendimento pode deixar de ser considerado como candidato a expansão	
vida_util_UHE	Anos	Vida útil da usina	
custo_capital	Milhões de R\$	Valor do investimento do projeto	
cod_desembolso		Código do cronograma de desembolso associado ao projeto hidrelétrico	A atribuição dos códigos dos cronogramas de desembolso está na tabela "cod_desembolso".
custo_conexão	Milhões de R\$	Custo de conexão da usina ao sistema de transmissão	
custo_ambiental	Milhões de R\$	Custos ambientais relativos à construção do empreendimento	Desde que estes valores não estejam previamente incluídos no custo de capital da UHE.
cod_tecnologia		Número da tecnologia associada ao projeto	A atribuição dos códigos das tecnologias está na tabela "tab_Tecnologias_TE_RE".

7.9 Fatores de Ponta das hidrelétricas

Planilha: *tab_FatorPontaHidro*

Tabela 15: Fatores de Ponta das hidrelétricas

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_subsistema		Número do subsistema ao qual a hidrelétrica está conectada eletricamente	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
nome_subsistema		Nome do subsistema ao qual a hidrelétrica está conectada eletricamente	
FpontaHidro_trim1	p.u.	Fator de contribuição de ponta no primeiro trimestre	
FpontaHidro_trim2	p.u.	Fator de contribuição de ponta no segundo trimestre	
FpontaHidro_trim3	p.u.	Fator de contribuição de ponta no terceiro trimestre	
FpontaHidro_trim4	p.u.	Fator de contribuição de ponta no quarto trimestre	

7.10 Térmicas existentes

Planilha: *tab_UTE_existente*

Tabela 16: Térmicas existentes

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_existente_UTE		Número atribuído a UTE existente.	
Cod_NW		Código da UTE no modelo Newave	
nome_usina		Nome da UTE	
UF		Unidade da federação na qual a UTE está localizada	
cod_subsistema		Número subsistema ao qual a UTE está conectada eletricamente	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
Potencia	MW	Potência da UTE	
TEIF	p.u.	Taxa esperada de indisponibilidade forçada.	
IP	p.u.	Indisponibilidade programada	
FCmin	p.u.	Fator de capacidade mínimo	
FCmax	p.u.	Fator de capacidade máximo	
FPcrit_trim1	p.u.	Fator de participação do primeiro trimestre do ano em período crítico	
FPcrit_trim2	p.u.	Fator de participação do segundo trimestre do ano em período crítico	
FPcrit_trim3	p.u.	Fator de participação do terceiro trimestre do ano em período crítico	
FPcrit_trim4	p.u.	Fator de participação do quarto trimestre do ano em período crítico	
FPmed_trim1	p.u.	Fator de participação do primeiro trimestre do ano em período médio	
FPmed _trim2	p.u.	Fator de participação do segundo trimestre do ano em período médio	
FPmed _trim3	p.u.	Fator de participação do terceiro trimestre do ano em período médio	
FPmed _trim4	p.u.	Fator de participação do quarto trimestre do ano em período médio	
Data_Ent_Op	Ano	Ano de entrada em operação da usina	
Data_Saida_Op	Ano	Ano de aposentadoria da usina	
custoOMfixo	R\$/kW	Custo fixo de operação e	

		manutenção	
custoOMvar	R\$/MWh	Custo variável de operação e manutenção	
cod_combustivel		Número do combustível associado à tecnologia	A atribuição dos códigos dos combustíveis está na tabela "tab_tipo_Combustivel".
ConsumEsp		Consumo específico de combustível na geração de eletricidade	
Eficiencia	p.u.	Eficiência na geração de eletricidade	
Coef_Emissao_CO2	tCO ₂ /MWh	Coeficiente de emissão de CO ₂	
cod_tecnologia		Número da tecnologia associada a UTE	A atribuição dos códigos das tecnologias está na tabela "tab_Tecnologias_TE_RE".

7.11 Renováveis existentes

Planilha: *tab_URE_existente*

Tabela 17: Renováveis existentes

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_existente_URE		Número atribuído a URE existente.	
Cod_NW		Código da URE no modelo Newave	
nome_usina		Nome da URE	
UF		Unidade da federação na qual a URE está localizada	
cod_subsistema		Número subsistema ao qual a URE está conectada eletricamente	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
Potencia	MW	Potência da URE	
FCmin	p.u.	Fator de capacidade mínimo	
FCmax	p.u.	Fator de capacidade máximo	
FPcrit_trim1	p.u.	Fator de participação do primeiro trimestre do ano em período crítico	
FPcrit_trim2	p.u.	Fator de participação do segundo trimestre do ano em período crítico	
FPcrit_trim3	p.u.	Fator de participação do terceiro trimestre do ano	

		em período crítico	
FPcrit_trim4	p.u.	Fator de participação do quarto trimestre do ano em período crítico	
FPmed_trim1	p.u.	Fator de participação do primeiro trimestre do ano em período médio	
FPmed_trim2	p.u.	Fator de participação do segundo trimestre do ano em período médio	
FPmed_trim3	p.u.	Fator de participação do terceiro trimestre do ano em período médio	
FPmed_trim4	p.u.	Fator de participação do quarto trimestre do ano em período médio	
TEIF	p.u.	Taxa esperada de indisponibilidade forçada.	
IP	p.u.	Indisponibilidade programada	
Data_Ent_Op	Ano	Ano de entrada em operação da usina	
custoOMfixo	R\$/kW	Custo fixo de operação e manutenção	
custoOMvar	R\$/MWh	Custo variável de operação e manutenção	
cod_combustivel		Número do combustível associado à tecnologia	A atribuição dos códigos dos combustíveis está na tabela "tab_tipo_Combustivel".
cod_tecnologia		Número da tecnologia associada à URE	A atribuição dos códigos das tecnologias está na tabela "tab_Tecnologias_TE_RE".

7.12 Blocos de projetos de usinas térmicas e renováveis

Planilha: *tab_Bloco_TE_RE_projetos*

Tabela 18: Blocos de projetos de usinas térmicas e renováveis

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_Bloco		Número atribuído a UTE existente.	
cod_tecnologia		Número da tecnologia associada à URE	A atribuição dos códigos das tecnologias está na tabela "tab_Tecnologias_TE_RE".
UF		Unidade da federação no qual o bloco está localizado	

cod_subsistema		Número subsistema ao qual o bloco está conectado eletricamente	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
maxBloc		Quantidade máxima de blocos da tecnologia que podem ser instalados na região no ano determinado.	
Nome_BlocoTR		Nome do bloco	
cod_expansao		Tipo de expansão do projeto: 1: Expansão opcional 2: Expansão obrigatória 3: Não considerar o empreendimento	A atribuição dos códigos dos para o tipo de expansão está na tabela "tab_tipo_expansao".
data_minima	Ano	Ano a partir do qual o empreendimento está disponível para ser considerado como candidato a expansão.	
data_maxima	Ano	Ano a partir do qual o empreendimento pode deixar de ser considerado como candidato a expansão	

7.13 Intercâmbio Existente

O intercâmbio existente entre os subsistemas do SIN. O preenchimento das linhas de transmissão existentes pode ser simplificado através da utilização de um arco de intercâmbio representando, de maneira aproximada, um conjunto de linhas existentes entre dois subsistemas. Ou seja, não há a necessidade de representar cada linha de transmissão existente individualmente, pois pode-se representar a capacidade total de intercâmbio entre os dois subsistemas.

Planilha: *tab_Intercambio_existente*

Tabela 19: Intercâmbio Existente

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_intercambio_exist		Número atribuído à linha de transmissão existente	
nome_intercambio_exist		Nome da linha de transmissão existente	
cod_corredor		Código do corredor associado aos vértices (subsistema "de" e subsistema "para") da linha de transmissão	A atribuição dos códigos dos corredores de intercâmbio está na tabela "tab_corredor"

Limite_Interc_de_para	MWmed	Capacidade de intercâmbio entre o subsistema "de" e subsistema "para"	
Limite_Interc_para_de	MWmed	Capacidade de intercâmbio entre o subsistema "para" e subsistema "de"	
Perdas_intercambio_de_para	p.u.	Perdas no sistema de intercâmbio entre o subsistema "de" e subsistema "para"	
Perdas_intercambio_para_de	p.u.	Perdas no sistema de intercâmbio entre o subsistema "para" e subsistema "de"	
Data_Ent_Op		Ano de entrada em operação da linha de transmissão	
Data_Saida_Op		Ano de saída de operação da linha de transmissão	Utilizado caso esteja prevista a redução da capacidade de intercâmbio entre dois subsistemas

7.14 Projetos de Intercâmbio

Os projetos de intercâmbio podem ser entendidos um acréscimo ("delta") de capacidade entre dois subsistemas já interconectados, ou como alternativas de conexão entre duas regiões ainda não interligadas no ano inicial do estudo.

Planilha: *tab_Intercambio_projetos*

Tabela 20: Projetos de Intercâmbio

Título da coluna	Unidade	Descrição	Observação
cod_intercambio_proj		Número atribuído ao	
nome_intercambio_proj		Nome do projeto de intercâmbio	
cod_corredor		Código do corredor associado aos vértices (subsistema "de" e subsistema "para") da linha de transmissão	A atribuição dos códigos dos corredores de intercâmbio está na tabela <i>"tab_corredor"</i>
Potencia	MW	Potência do projeto de intercâmbio	Limite máximo de intercâmbio no projeto no período de ponta
Limite_Interc_de_para	MWmed	Capacidade de	

		intercâmbio entre o subsistema "de" e subsistema "para"	
Limite_Interc_para_de	MWmed	Capacidade de intercâmbio entre o subsistema "para" e subsistema "de"	
Perdas_intercambio_de_para	p.u.	Perdas no sistema de intercâmbio entre o subsistema "de" e subsistema "para"	
Perdas_intercambio_para_de	p.u.	Perdas no sistema de intercâmbio entre o subsistema "para" e subsistema "de"	
cod_expansao		Tipo de expansão do projeto de intercâmbio: 1: Expansão opcional 2: Expansão obrigatória 3: Não considerar o empreendimento	A atribuição dos códigos dos para o tipo de expansão está na tabela "tab_tipo_expansao".
data_minima		Ano a partir do qual o empreendimento está disponível para ser considerado como candidato a expansão.	
data_maxima		Ano a partir do qual o empreendimento pode deixar de ser considerado como candidato a expansão	
Vida_util		Número de anos de vida útil do empreendimento	
custo_capital	Milhões de R\$	Valor do investimento do projeto	
cod_desembolso		Número do cronograma de desembolso associado à tecnologia	A atribuição dos códigos dos combustíveis está na tabela "cod_desembolso".
custo_ambiental	Milhões de R\$	Custos ambientais relativos à construção do empreendimento	Desde que estes valores não estejam previamente incluídos no custo de capital.

7.15 Mercado

7.16 Mercado de Energia

Planilha: *Mercado*

Tabela 21: Mercado de Energia

Título da coluna	Unidade	Descrição	Comentários
cod_subsistema		Código do subsistema o qual haverá a projeção do mercado exibida nesta linha	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
Ano 1	MWmed	Mercados relativos ao primeiro ano do estudo	
Ano 2	MWmed	Mercados relativos ao segundo ano do estudo	
Ano <i>n</i>	MWmed	Mercados relativos ao ano <i>n</i> do estudo	Deve existir uma coluna com os valores dos mercados nos subsistemas para cada ano do estudo

7.17 Geração não despachada

Projeção por subsistema do montante de energia injetada na rede proveniente de geração não despachada centralizadamente.

Os valores inseridos nesta tabela representam a parcela de energia que obrigatoriamente será gerada através de pequenas centrais pulverizadas em diversos locais do SIN.

Esta energia pode ser proveniente de fontes como, por exemplo, solar fotovoltaica, resíduos líquidos urbanos, resíduos sólidos urbanos, resíduos sólidos agrícolas e resíduos sólidos pecuários.

Planilha: *GerNaoDesp*

Tabela 22: Geração não despachada

Título da coluna	Unidade	Descrição	Comentários
cod_subsistema		Código do subsistema o qual haverá a projeção da geração não despachada exibida nesta linha	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
Ano 1	MWmed	Geração não despachada	

		relativa ao primeiro ano do estudo	
Ano 2	MWmed	Geração não despachada relativa ao segundo ano do estudo	
Ano <i>n</i>	MWmed	Geração não despachada relativa ao ano <i>n</i> do estudo	Deve existir uma coluna com os valores de geração não despachada nos subsistemas para cada ano do estudo

7.18 Componente de perdas de intercâmbio

Caso a projeção de demanda e energia por subsistema já inclua a parcela relativa às perdas nos intercâmbios, este valor pode ser descontado para não haver dupla contagem com as perdas nos arcos de intercâmbio existente, já discriminados na tabela "tab_Intercambio_existente". Neste caso serão preenchidos os montantes de energia estimados relativos às perdas de energia no sistema de transmissão. Caso a projeção não contemple estas perdas, não há a necessidade de preenchimento desta tabela.

Planilha: *CompPerdasIntercambio*

Tabela 23: Componente de perdas de intercâmbio

Título da coluna	Unidade	Descrição	Comentários
cod_subsistema		Código do subsistema o qual haverá a projeção da perda de energia no intercâmbio existente exibida nesta linha	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela "tab_subsistemas".
Ano 1	MWmed	Projeção da perda de energia no intercâmbio existente relativa ao primeiro ano do estudo	
Ano 2	MWmed	Projeção da perda de energia no intercâmbio existente a relativa ao segundo ano do estudo	
Ano <i>n</i>	MWmed	Projeção da perda de energia no intercâmbio existente relativa ao ano <i>n</i> do estudo	Deve existir uma coluna com os valores projeção da perda de energia no intercâmbio existente nos subsistemas para cada ano do estudo

7.19 Mercado de Ponta

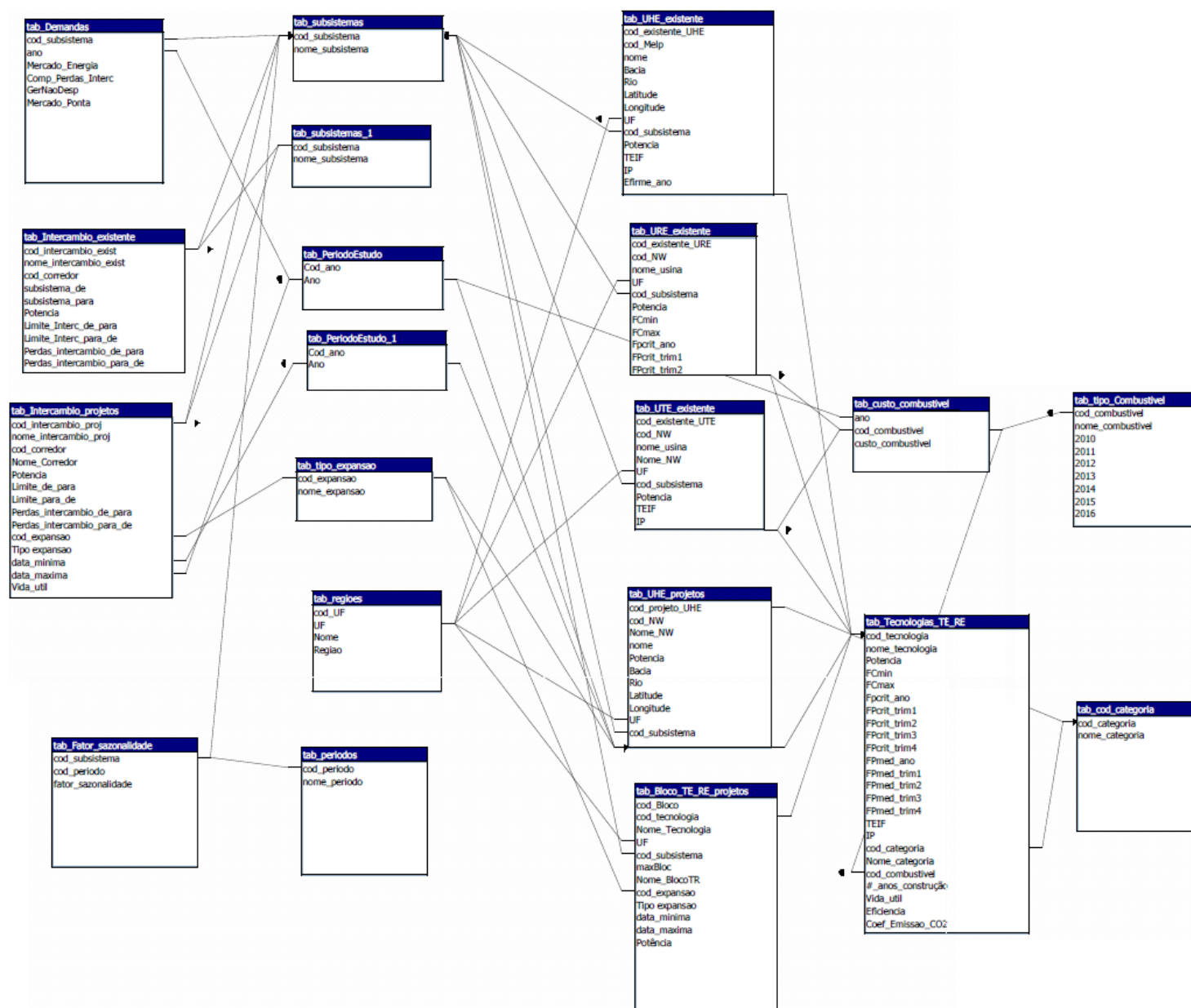
Projeção por subsistema do mercado de ponta de eletricidade.

Planilha: *MercadoPonta*

Tabela 24: Mercado de Ponta

Título da coluna	Unidade	Descrição	Comentários
cod_subsistema		Código do subsistema o qual haverá a projeção do mercado de ponta exibida nesta linha	A atribuição dos códigos dos subsistemas do SIN está na tabela " <i>tab_subsistemas</i> ".
Ano 1	MW	Mercados de ponta relativos ao primeiro ano do estudo	
Ano 2	MW	Mercados de ponta relativos ao segundo ano do estudo	
Ano <i>n</i>	MW	Mercados de ponta relativos ao ano <i>n</i> do estudo	Deve existir uma coluna com os valores dos mercados de ponta nos subsistemas para cada ano do estudo

ANEXO II - Mapa de Relacionamentos do Banco de Dados



ANEXO III - Consultas do Banco de Dados

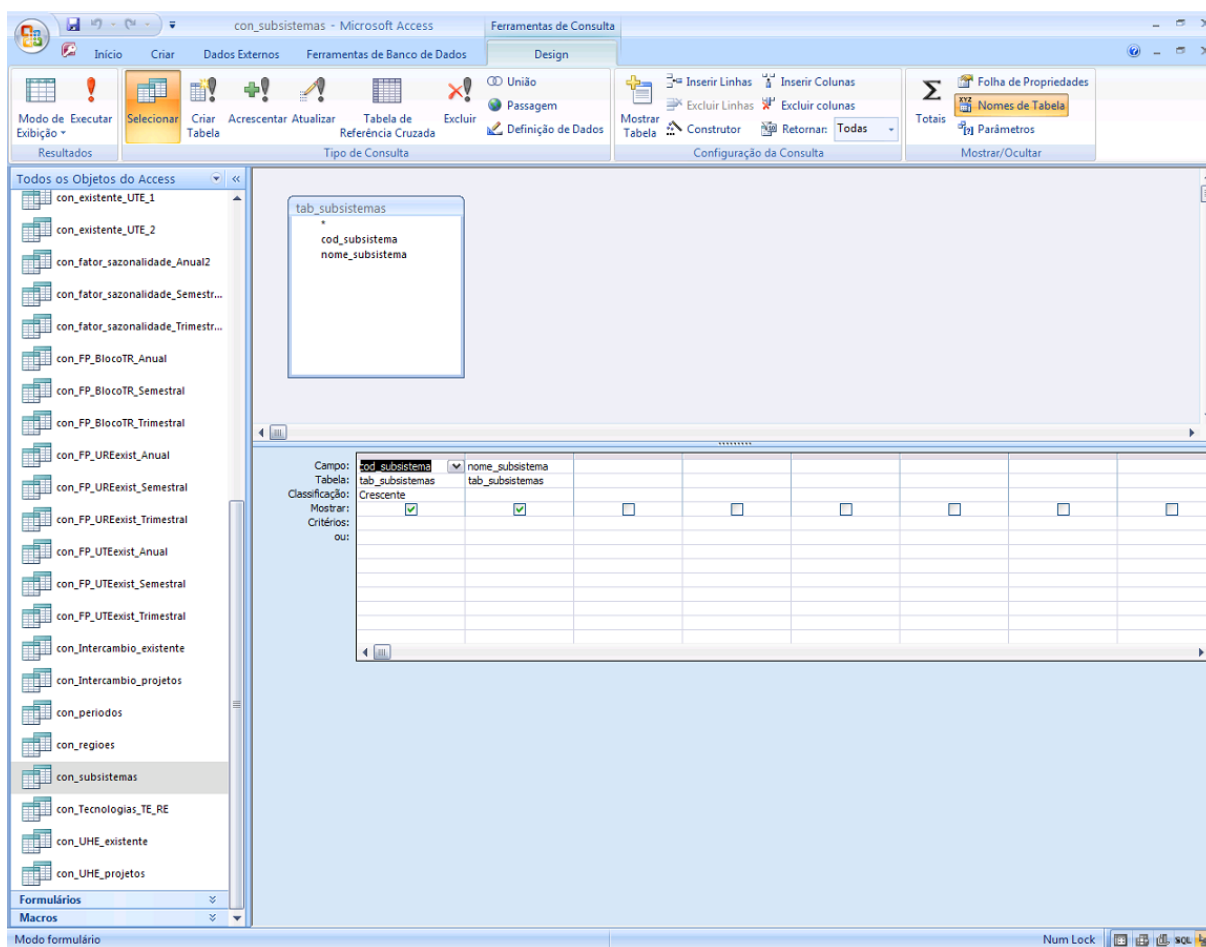


Figura 18: Estrutura da consulta Access – Subistemas

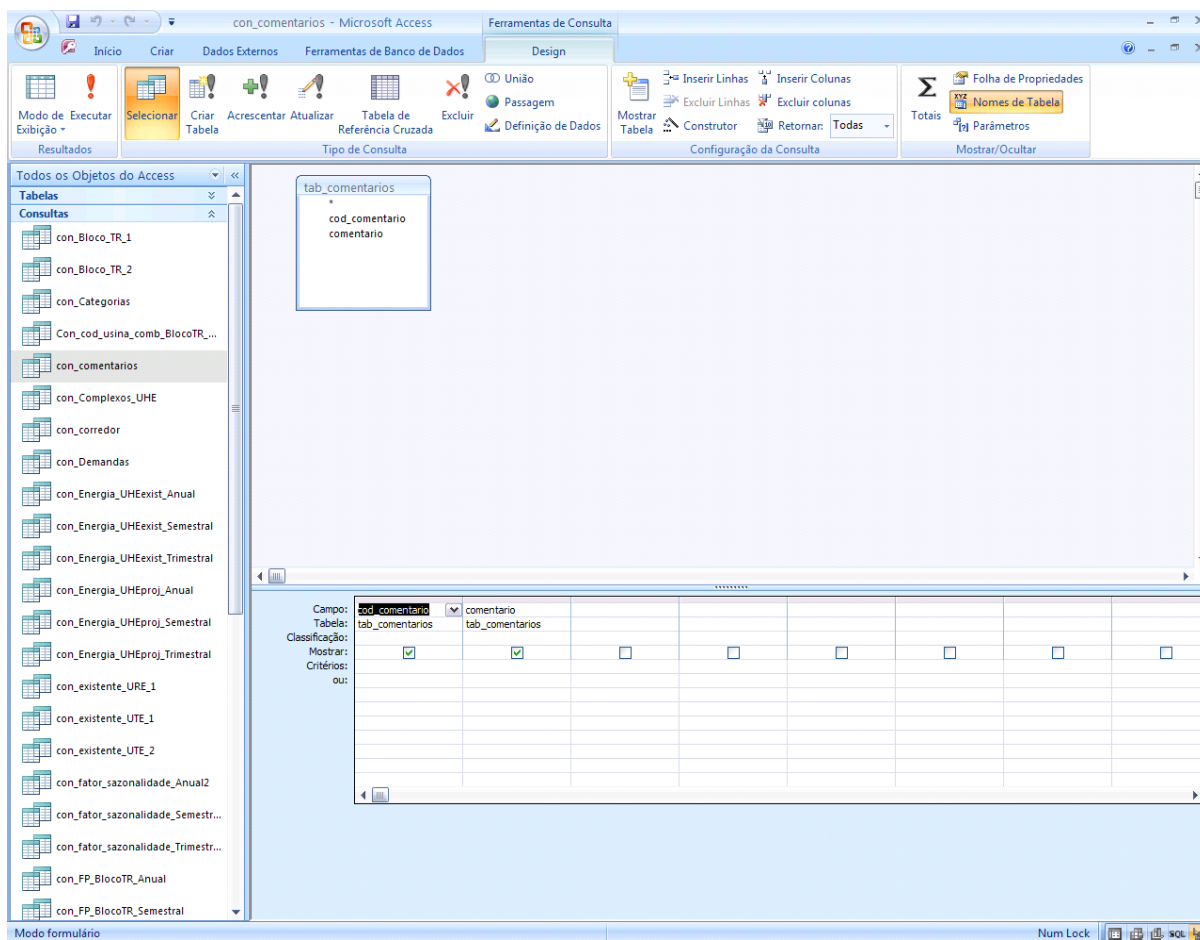


Figura 19: Estrutura da consulta Access - Comentários

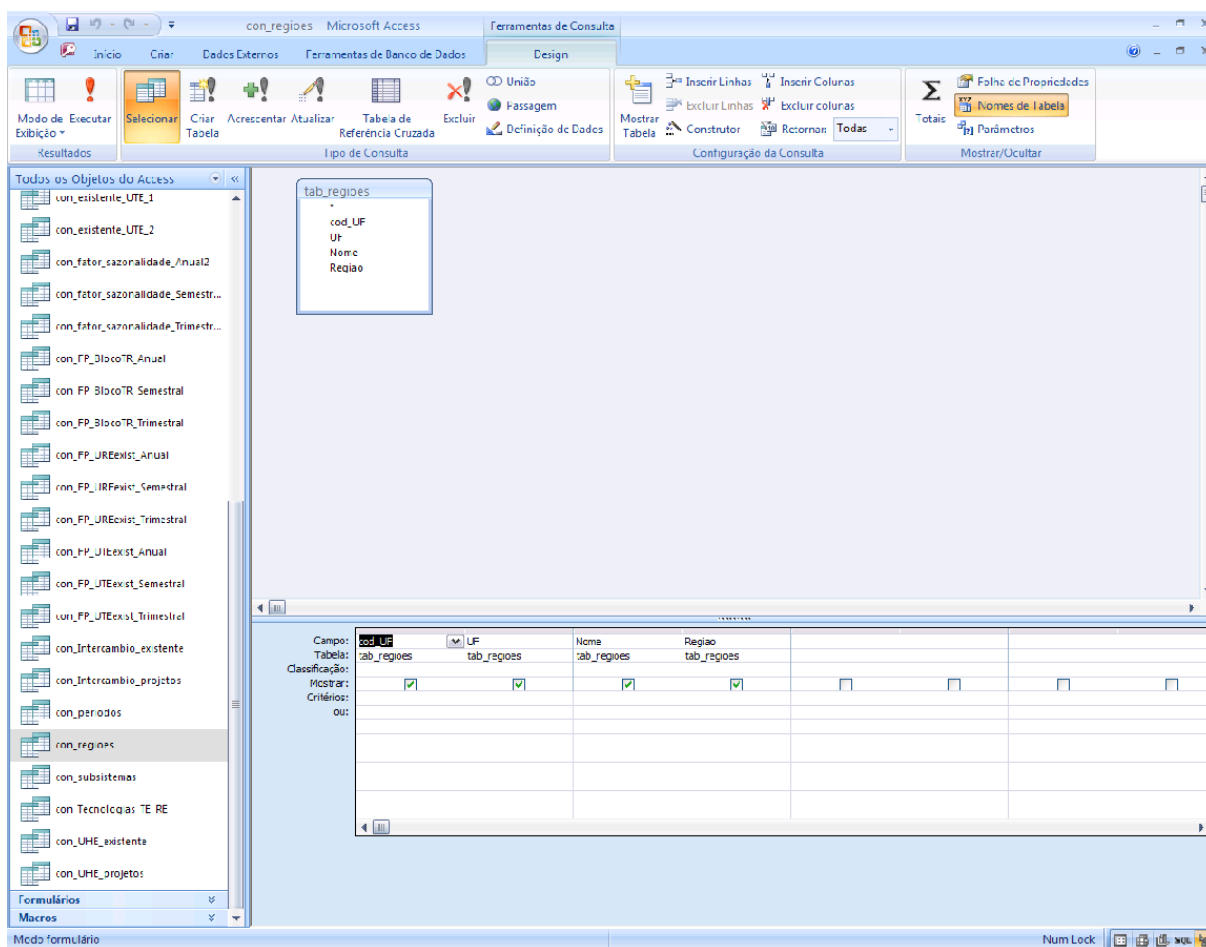


Figura 20: Estrutura da consulta Access – Regiões

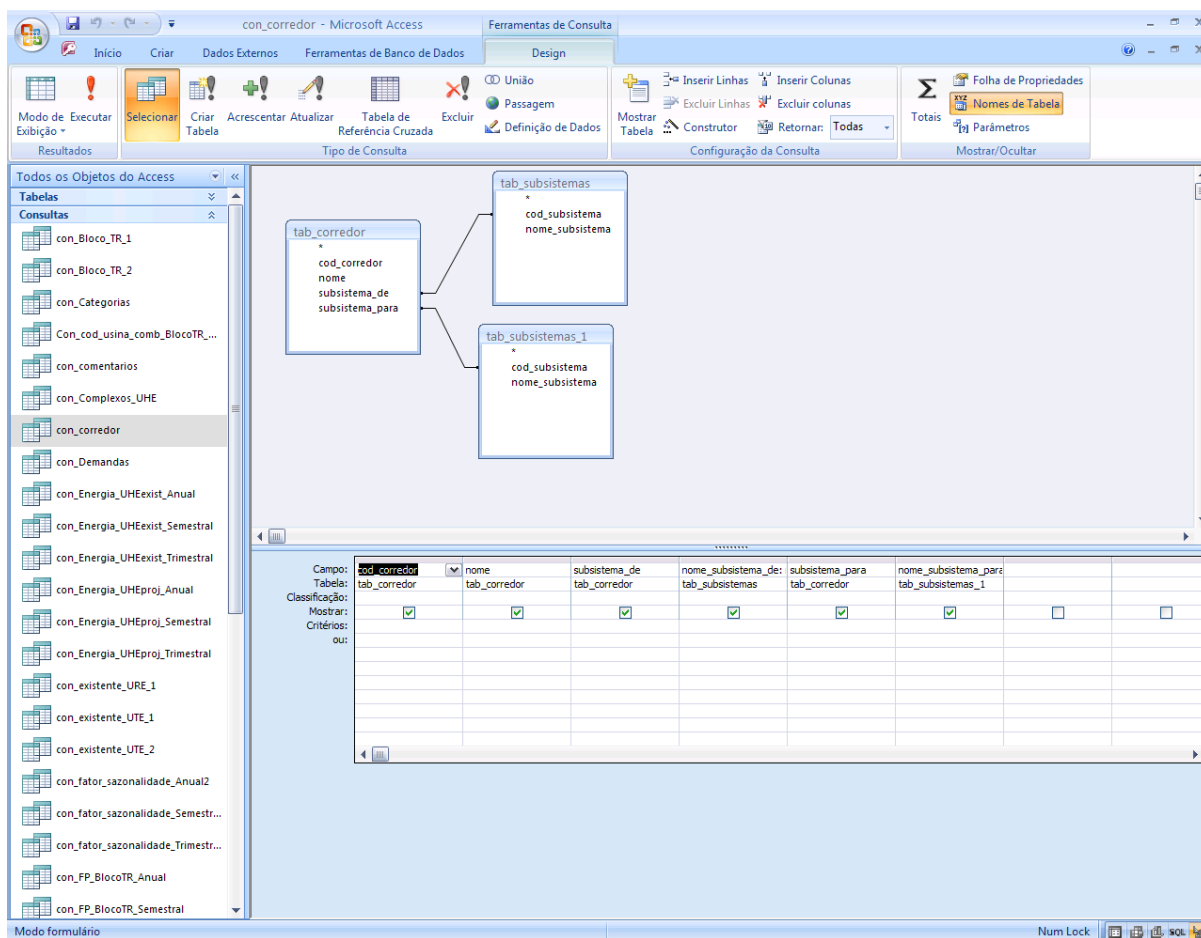


Figura 21: Estrutura da consulta Access – Corredores de intercâmbio entre Subsistemas

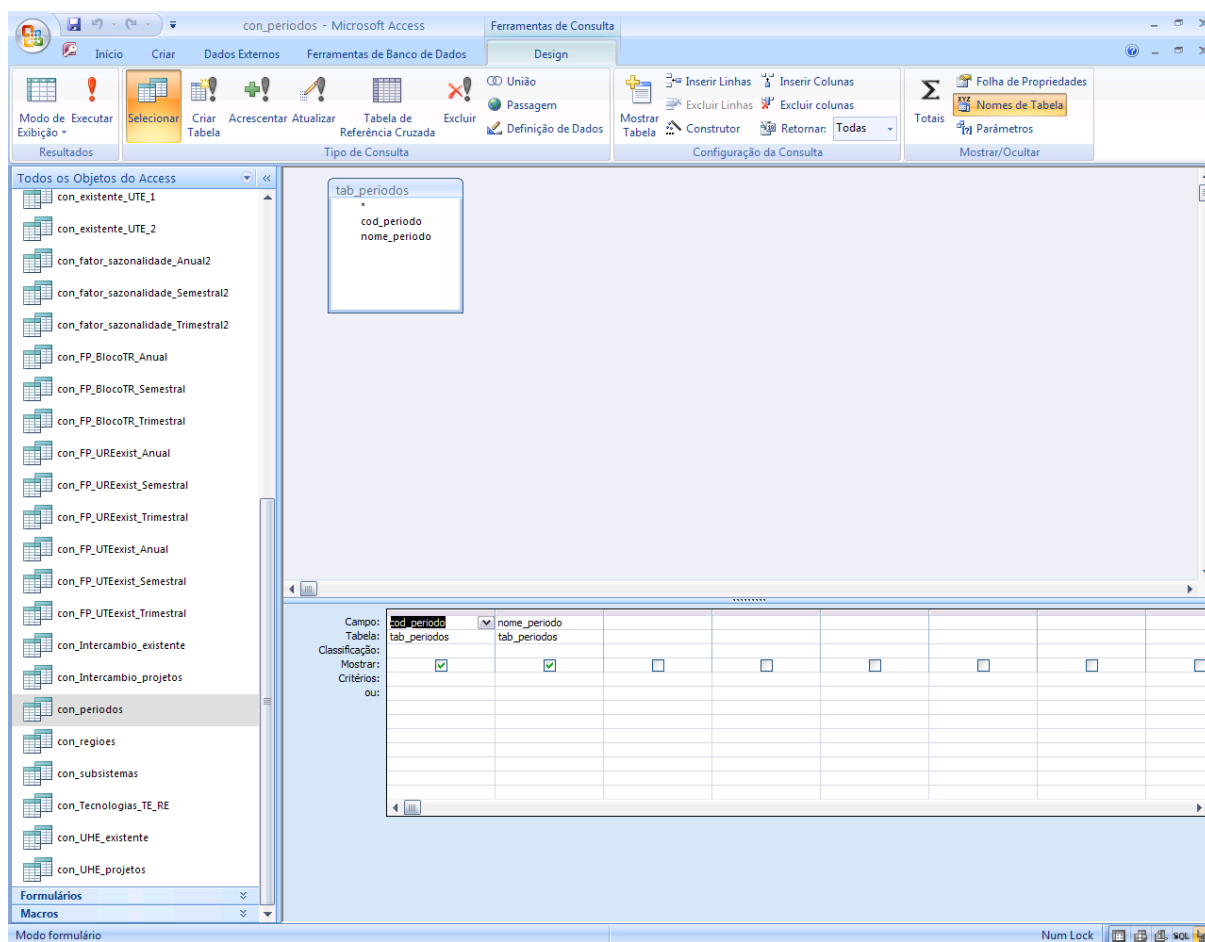


Figura 22: Estrutura da consulta Access – Divisão do ano em períodos (anual, semestral ou trimestral)

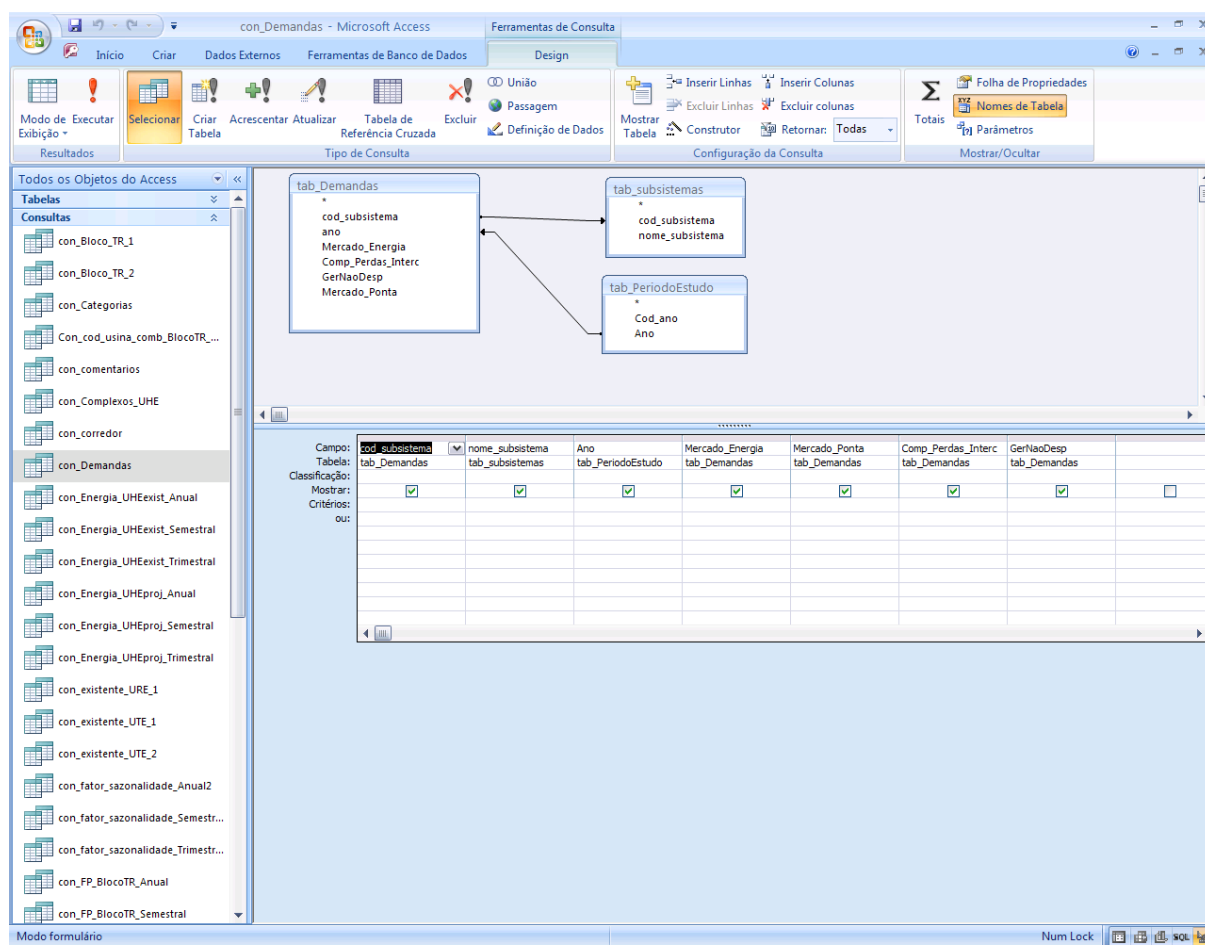


Figura 23: Estrutura da consulta Access – Demanda anual de energia e ponta por subsistema

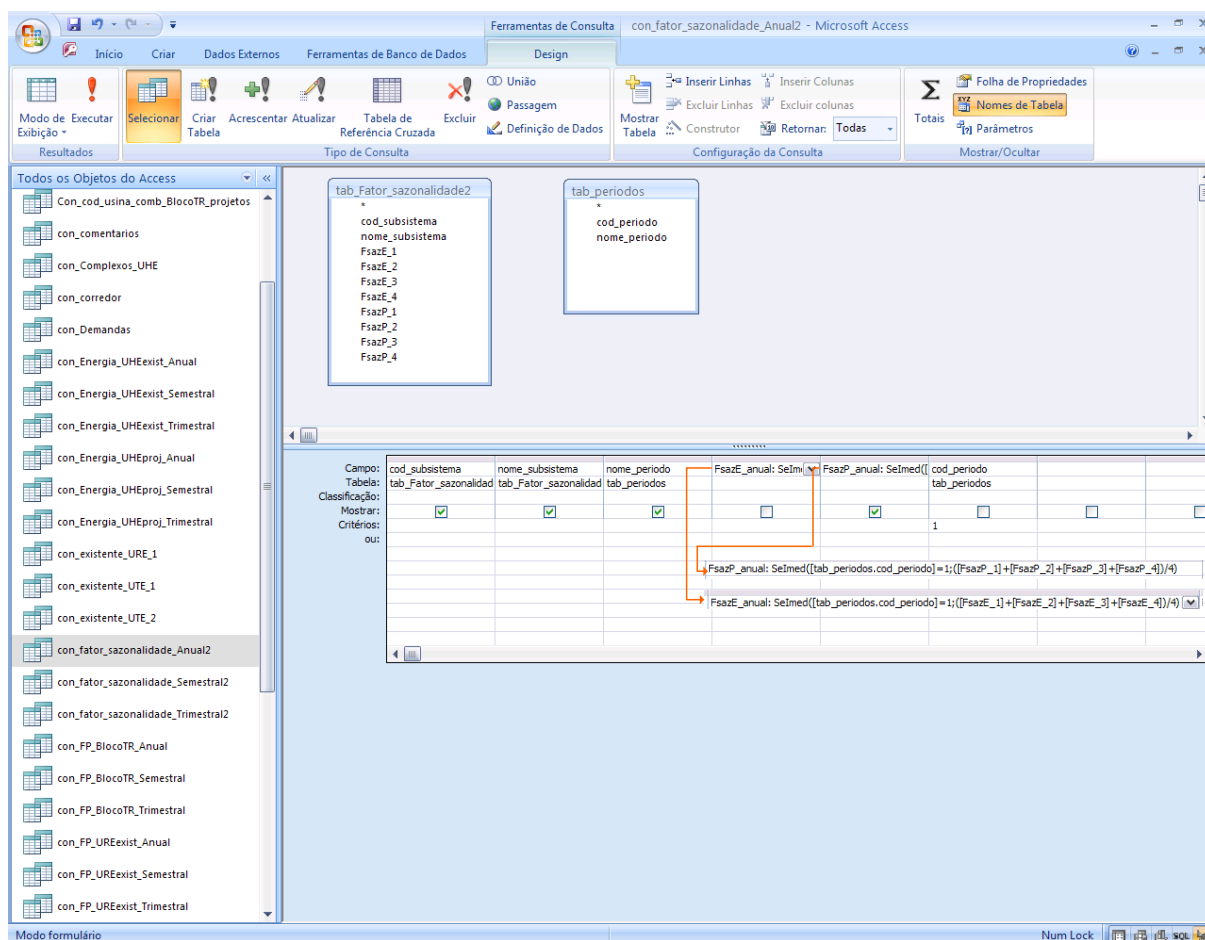


Figura 24: Estrutura da consulta Access – Fator de sazonalidade anual

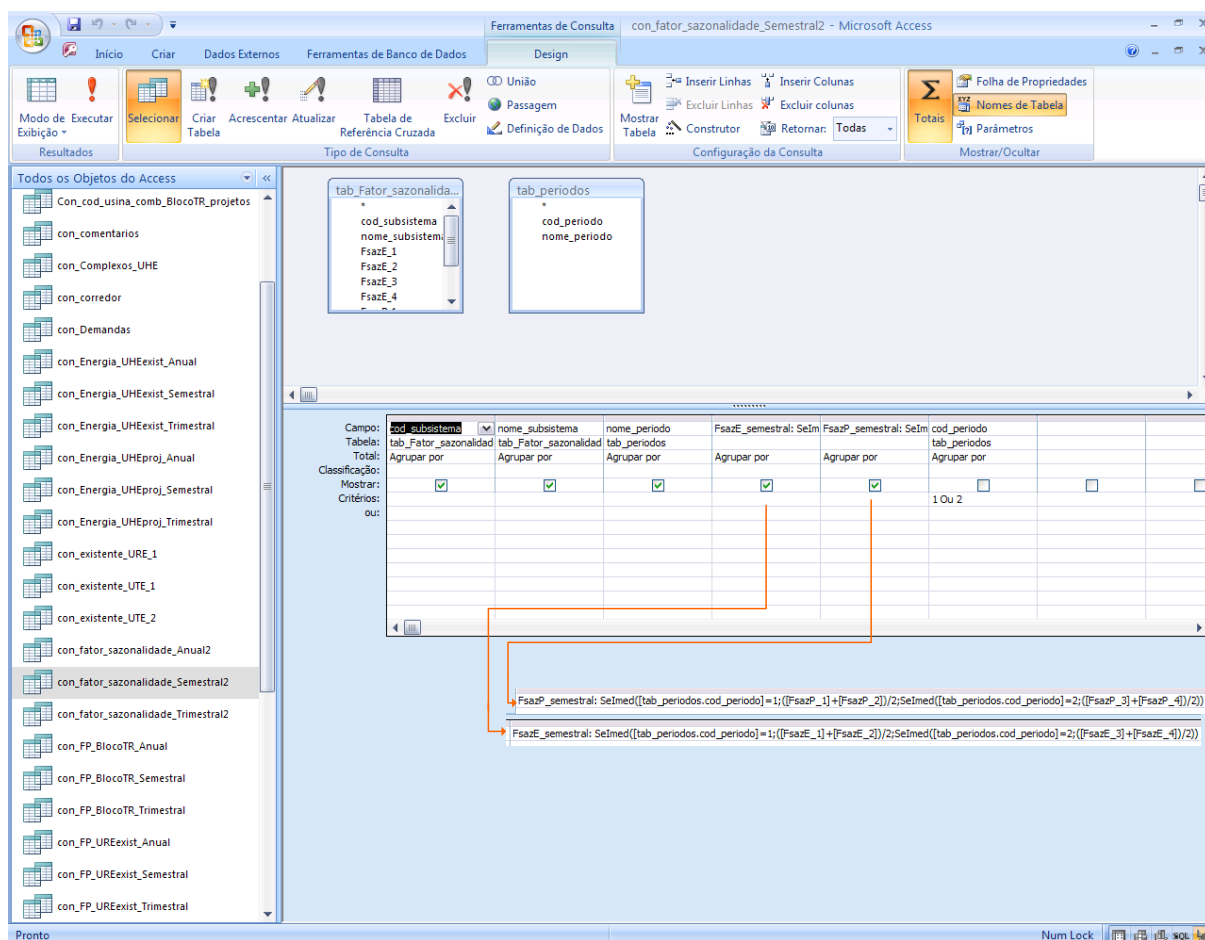


Figura 25: Estrutura da consulta Access – Fator de sazonalidade semestral

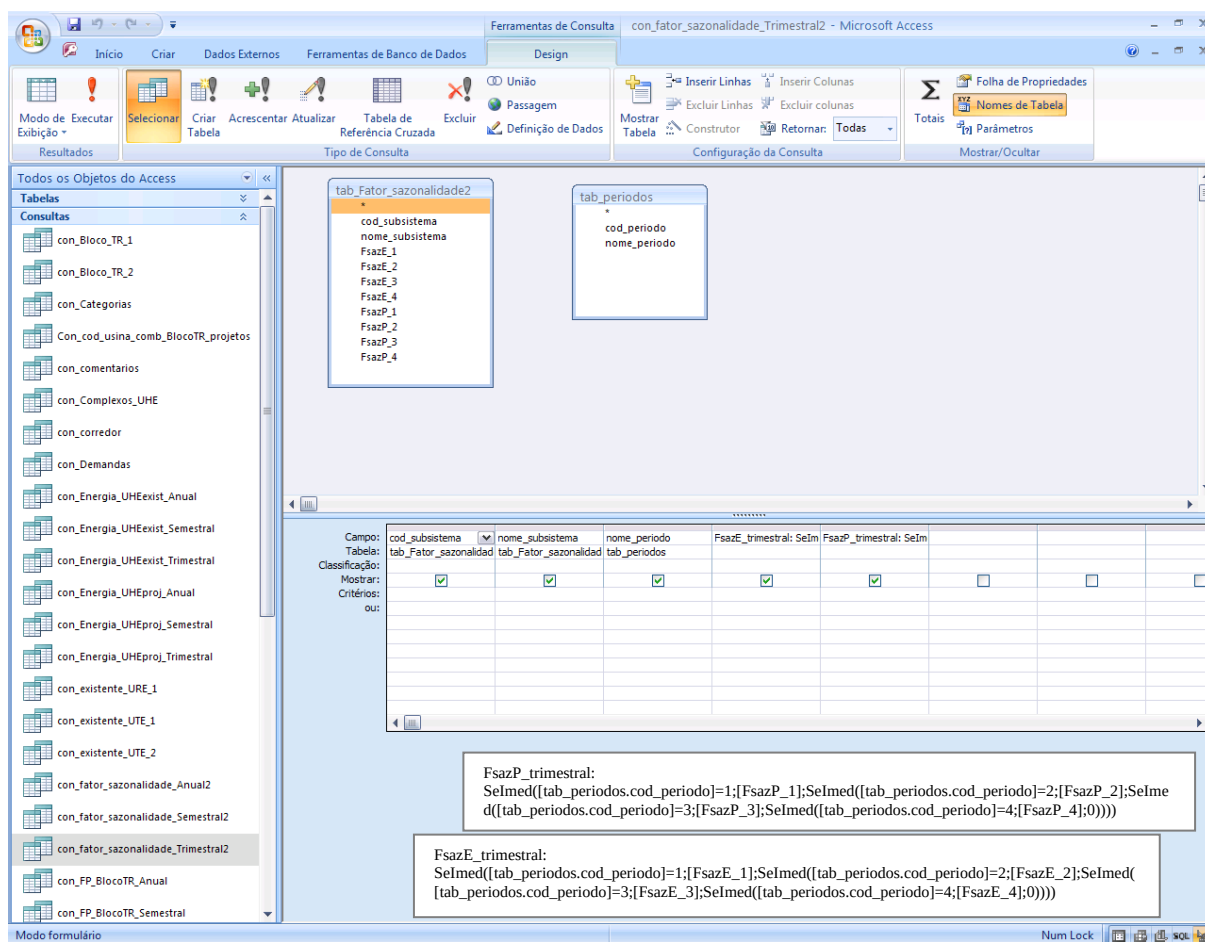


Figura 26: Estrutura da consulta Access – Fator de sazonalidade trimestral

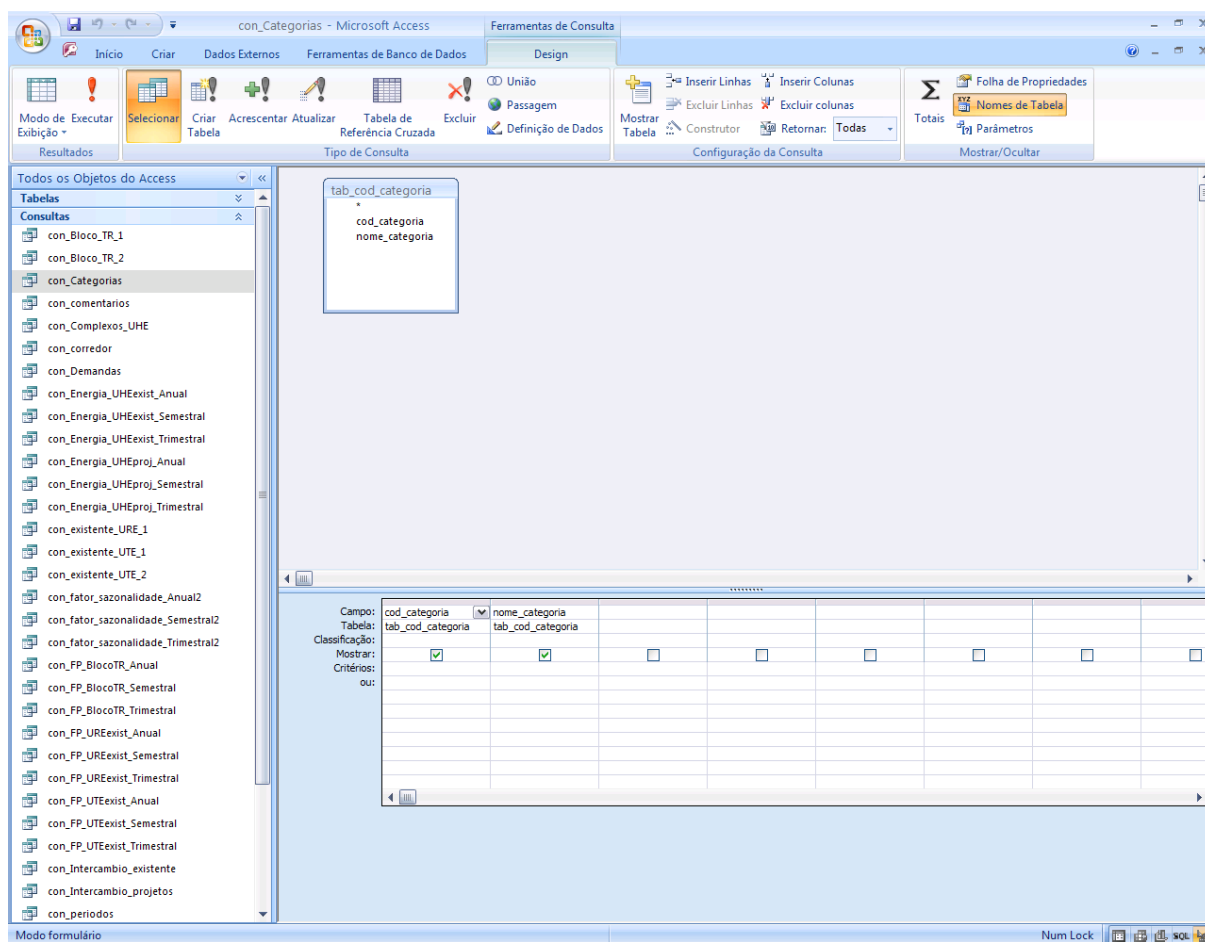


Figura 27: Estrutura da consulta Access – Categorias

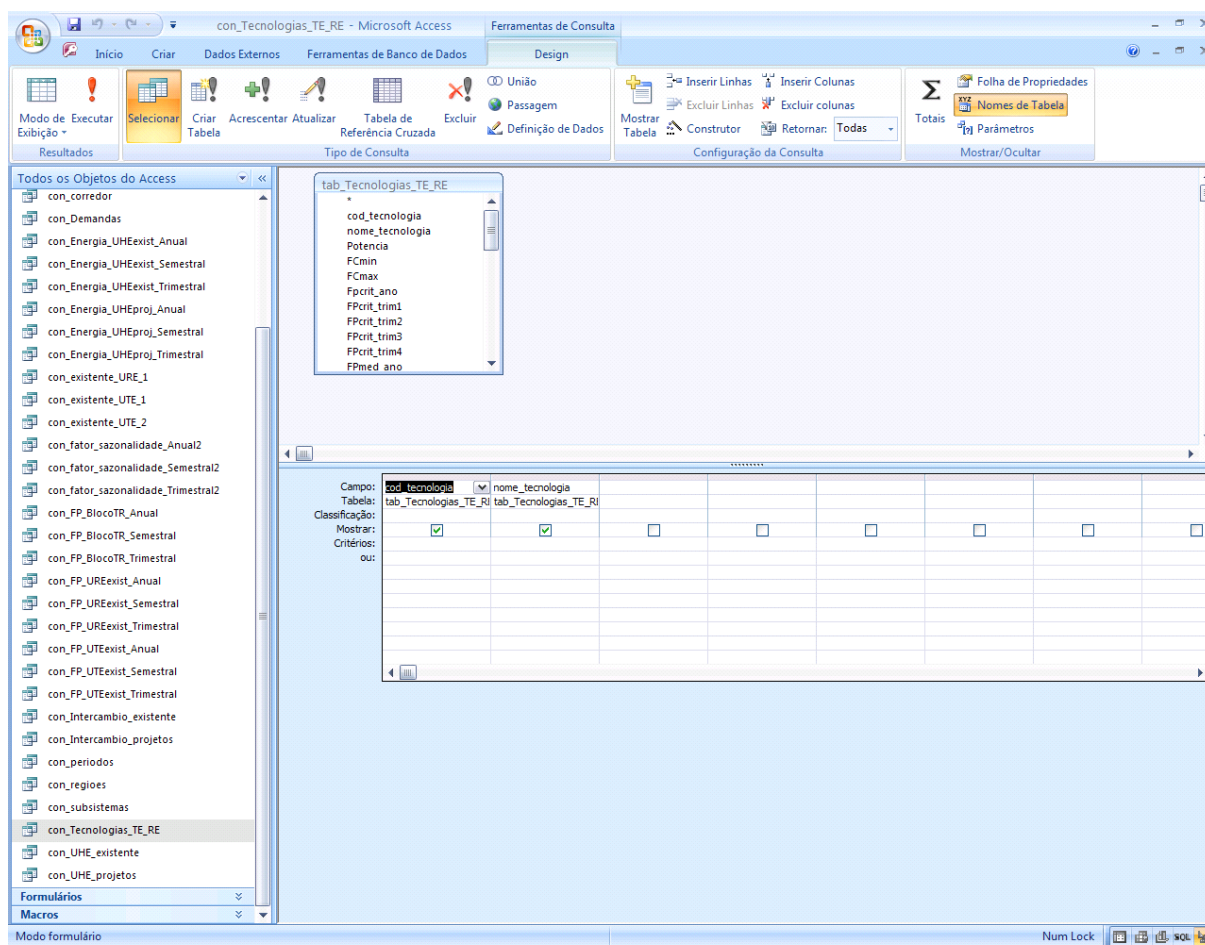


Figura 28: Estrutura da consulta Access – Tecnologias

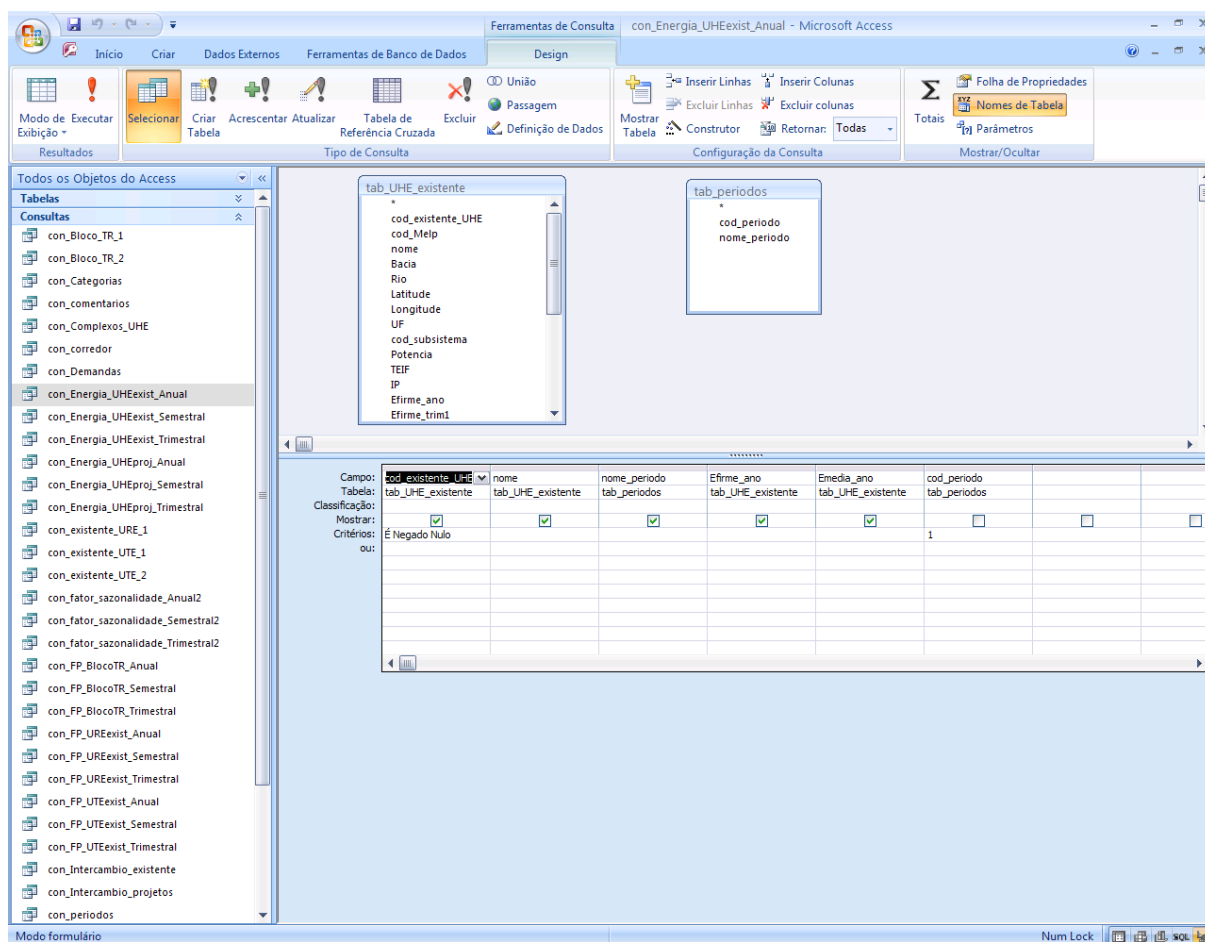


Figura 29: Estrutura da consulta Access – UHEs existentes

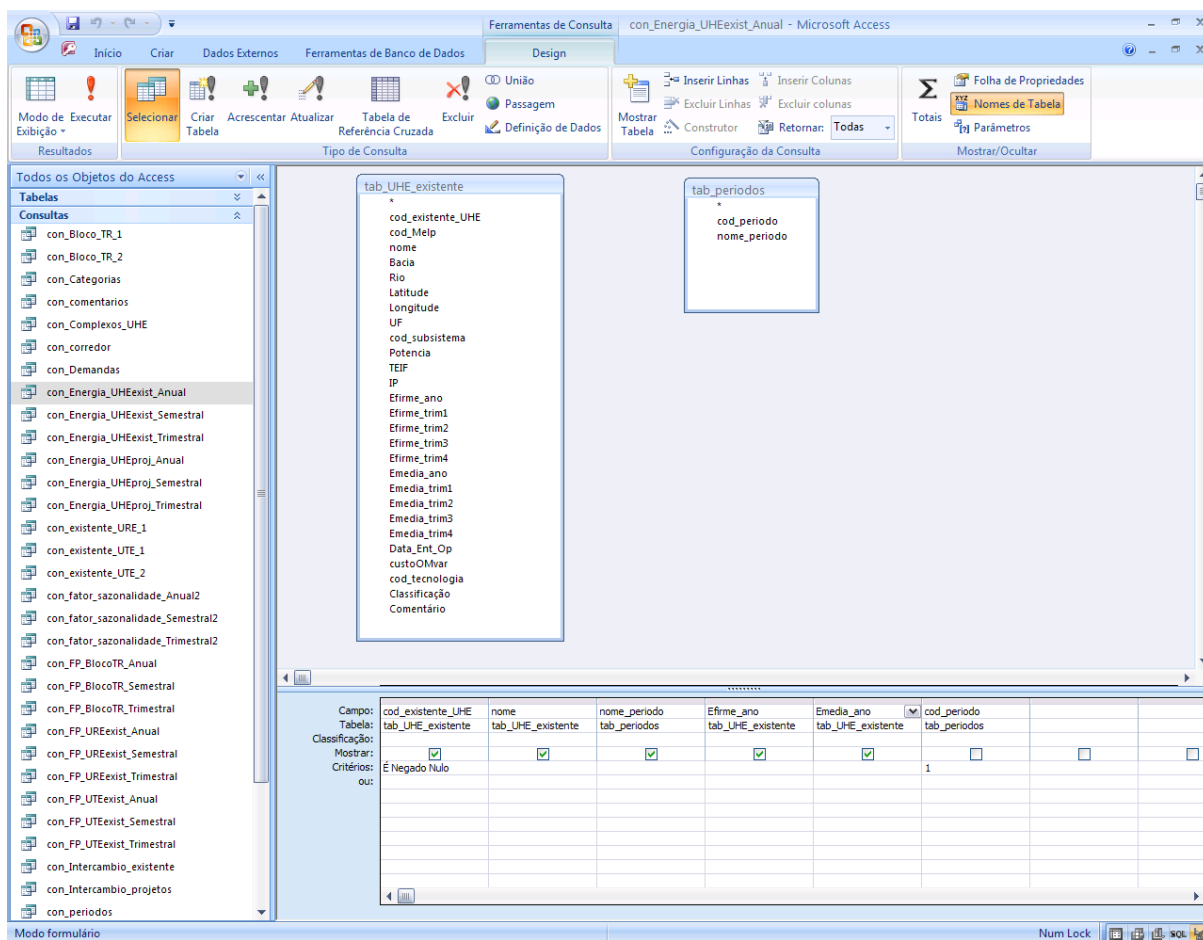


Figura 30: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média anuais das UHEs existentes

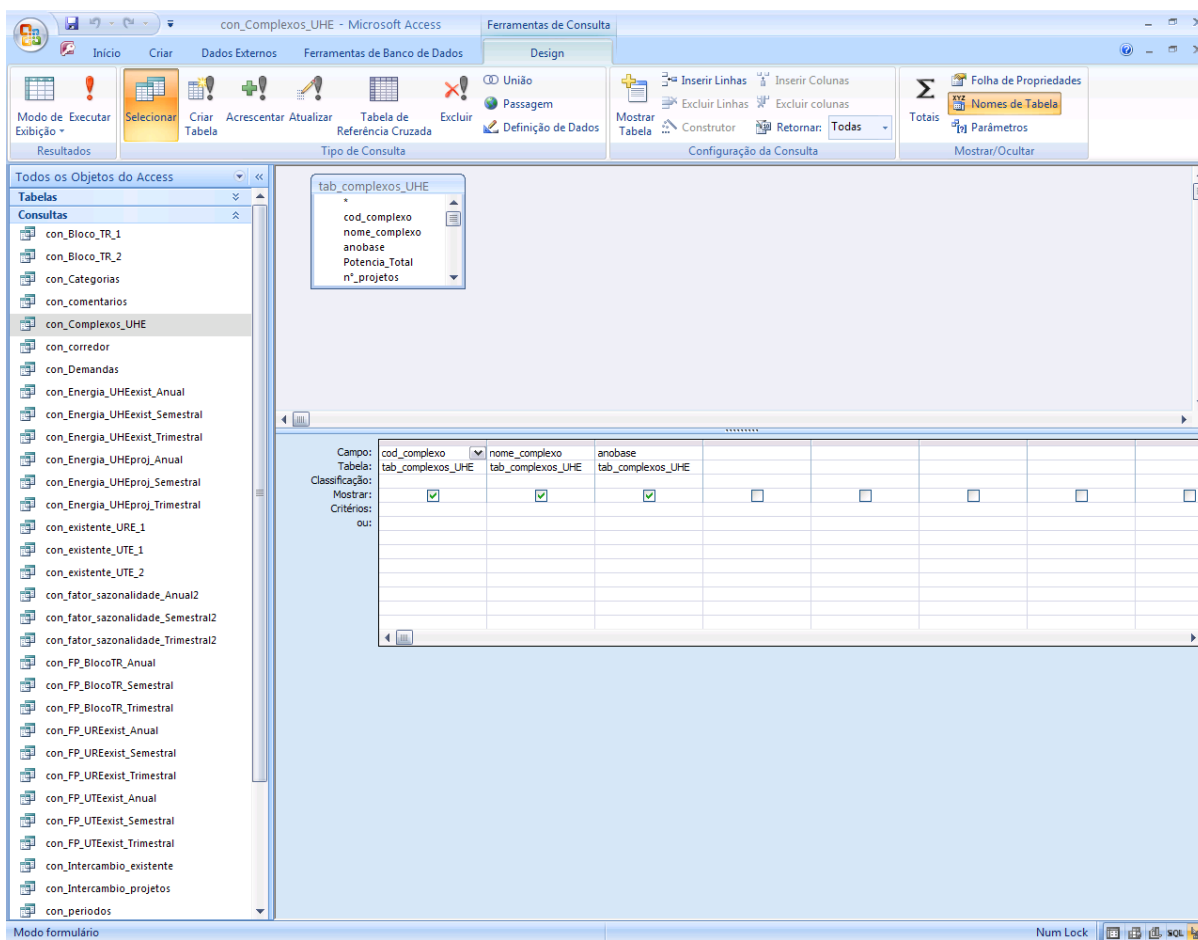


Figura 31: Estrutura da consulta Access – Complexos de projetos de UHEs

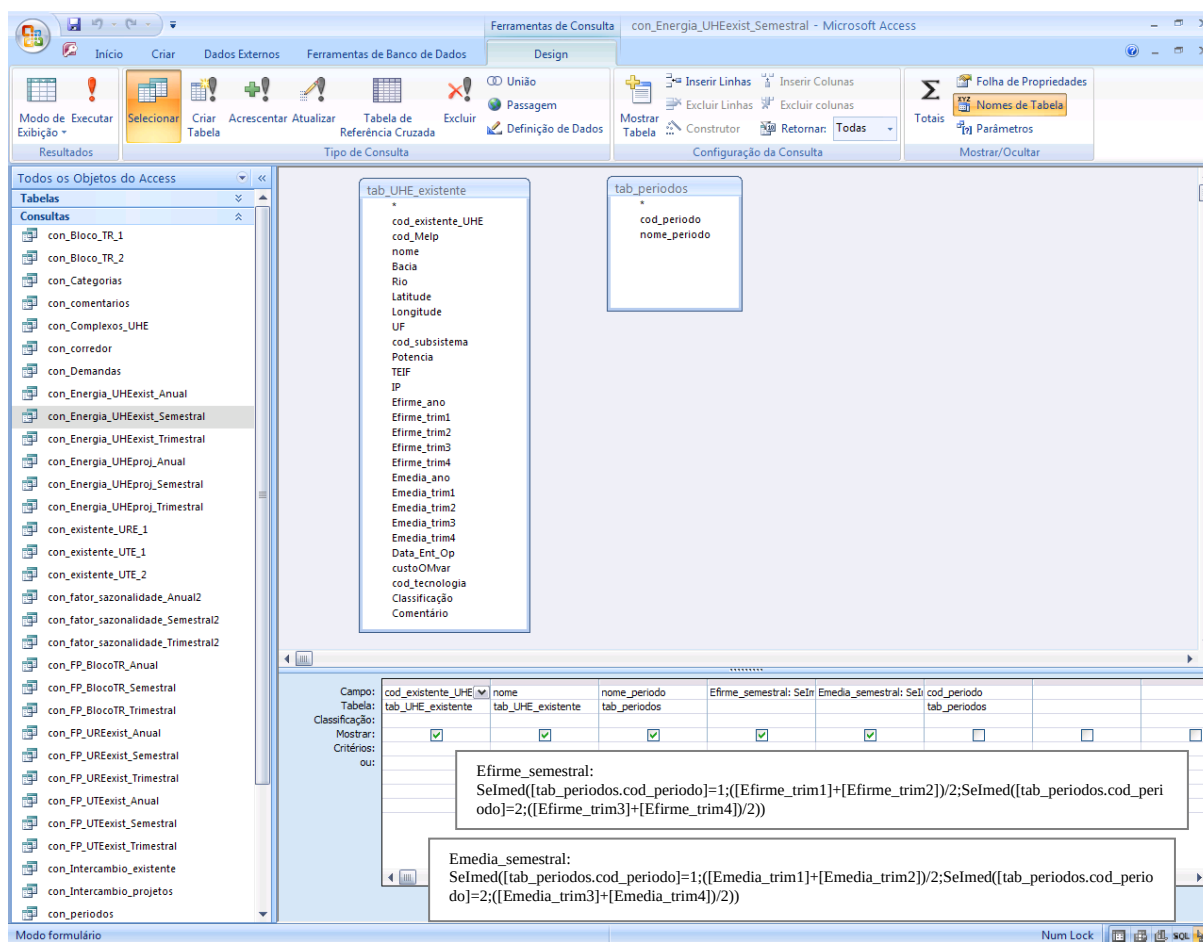


Figura 32: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média semestrais das UHEs existentes

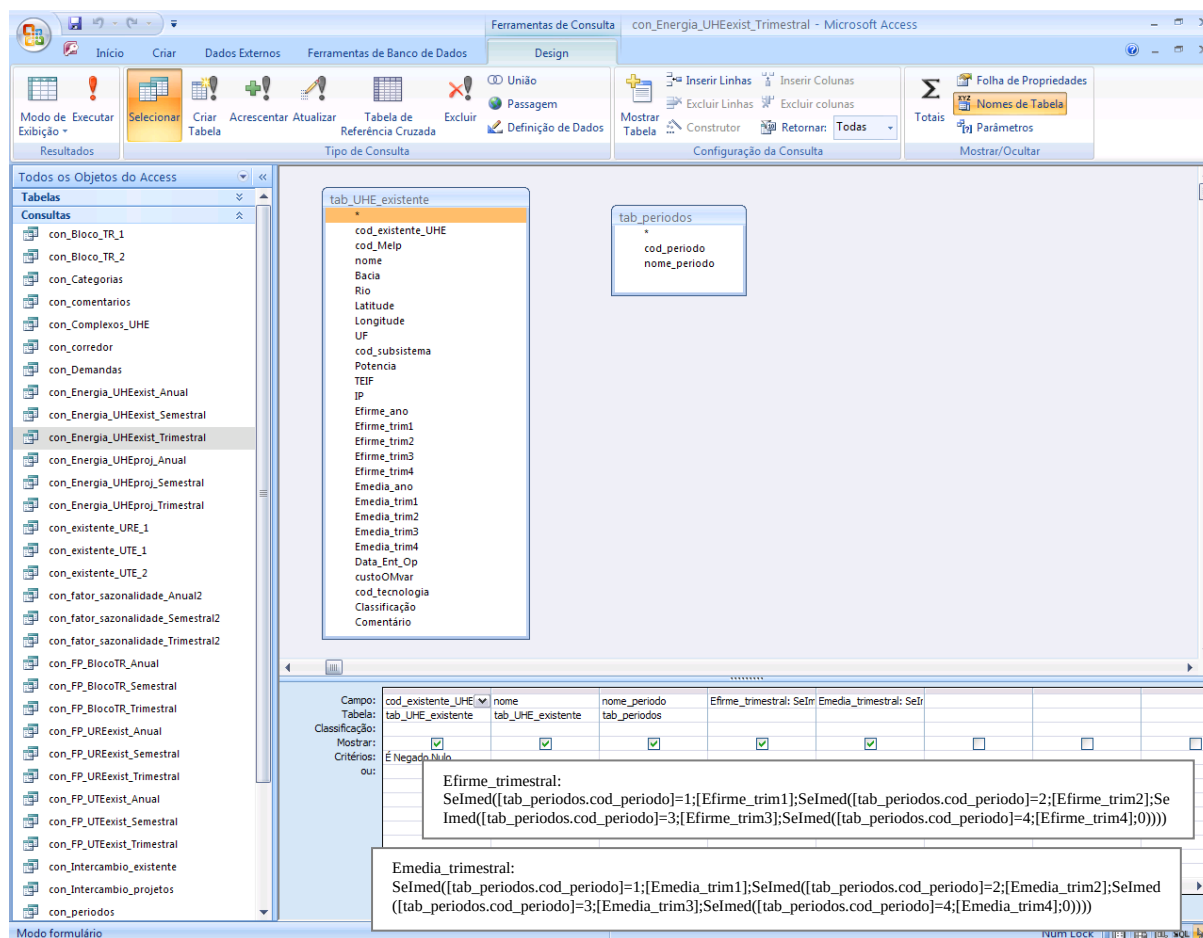


Figura 33: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média trimestrais das UHEs existentes

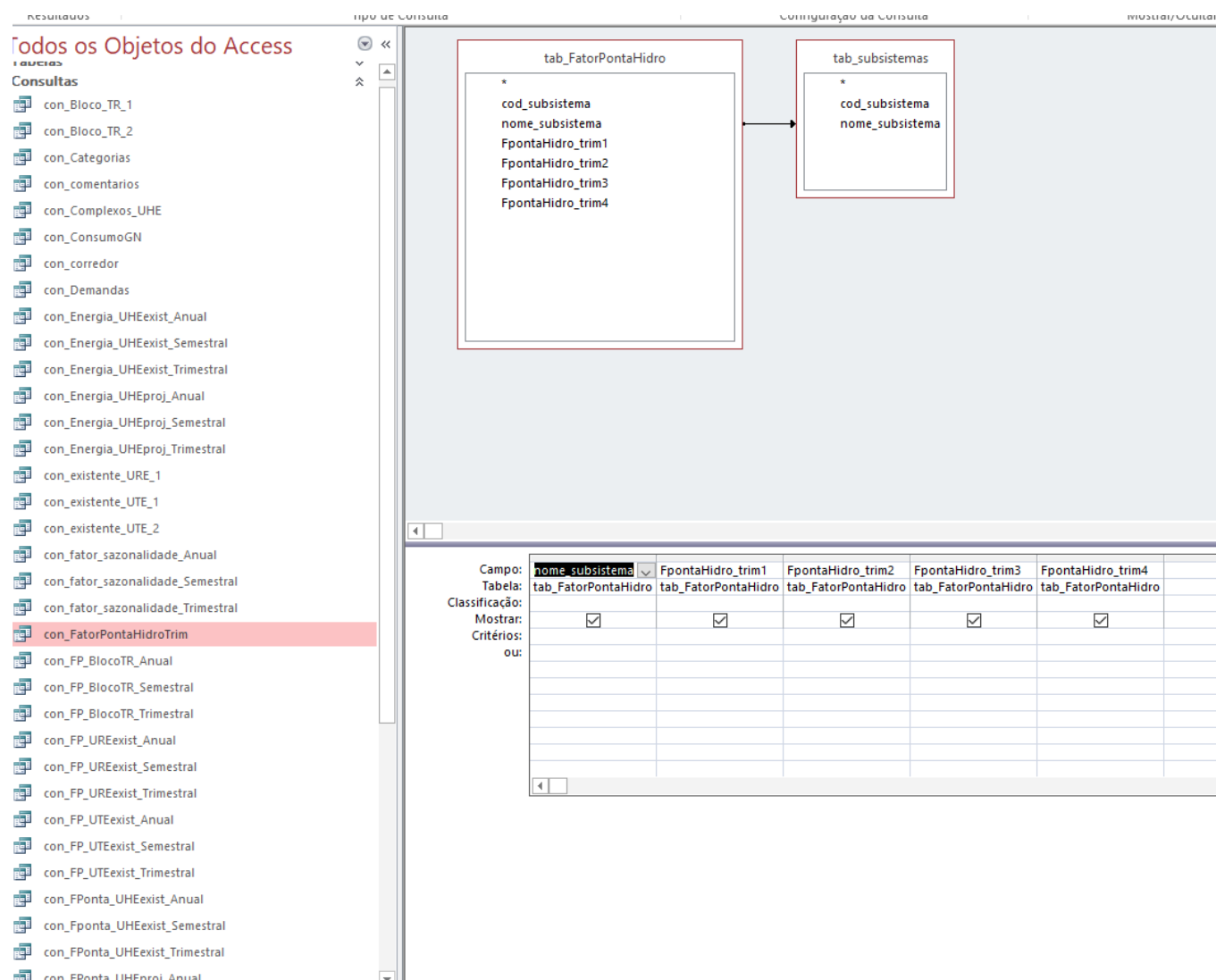


Figura 34 - Estrutura da consulta Access – Fator de Ponta das Hidrelétricas

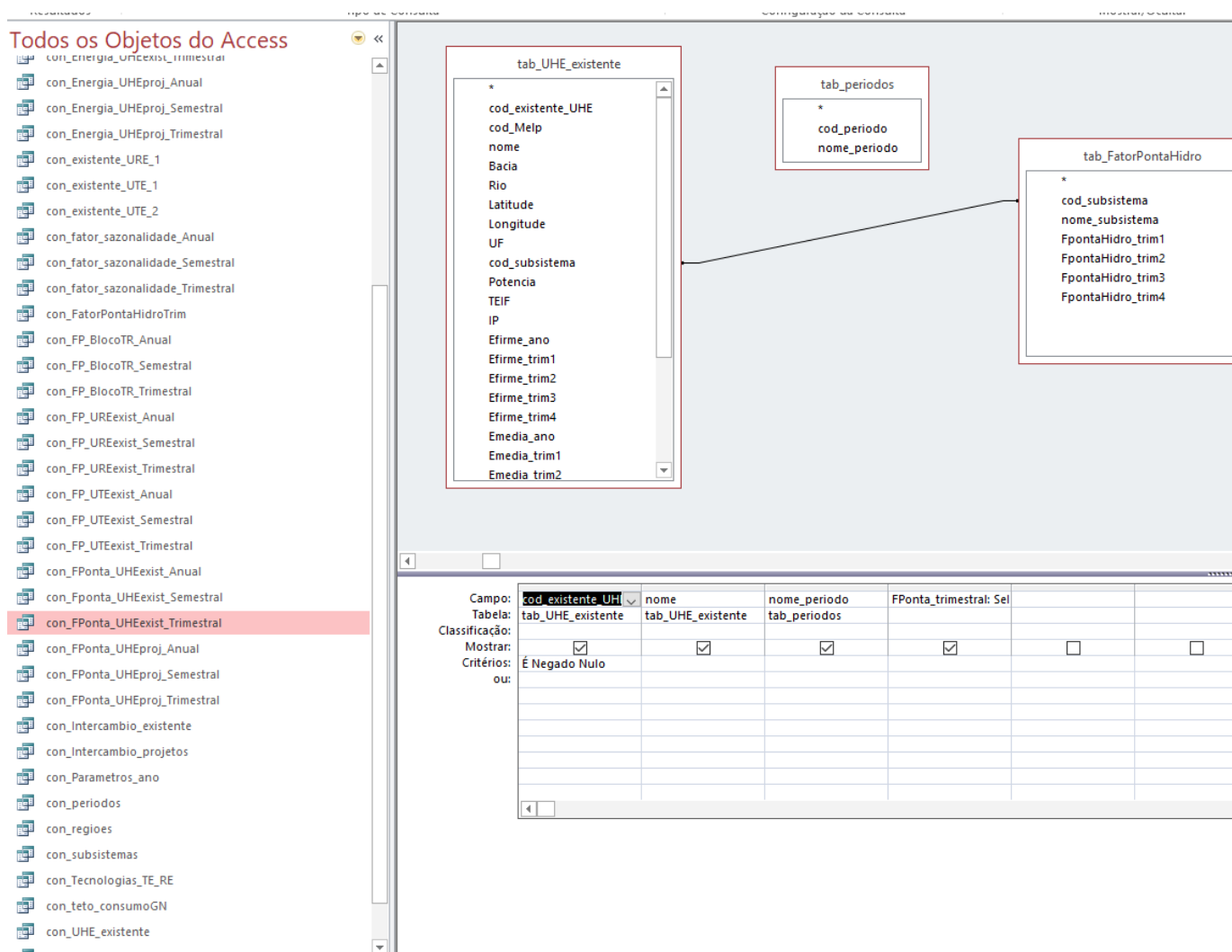


Figura 35 - Estrutura da consulta Access – Contribuição de Ponta das hidrelétricas existentes

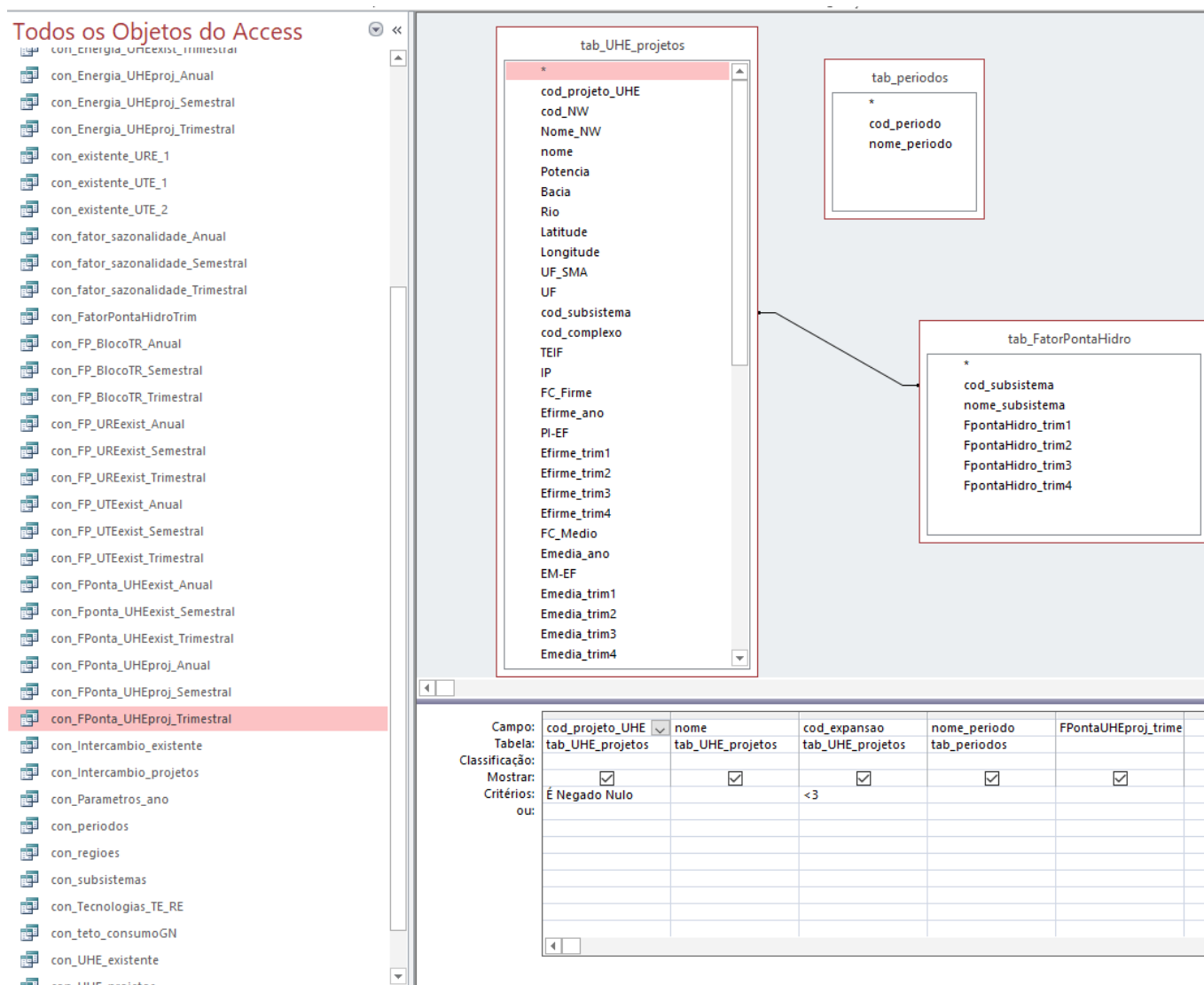


Figura 36 - Estrutura da consulta Access – Contribuição de Ponta dos projetos de hidrelétricas

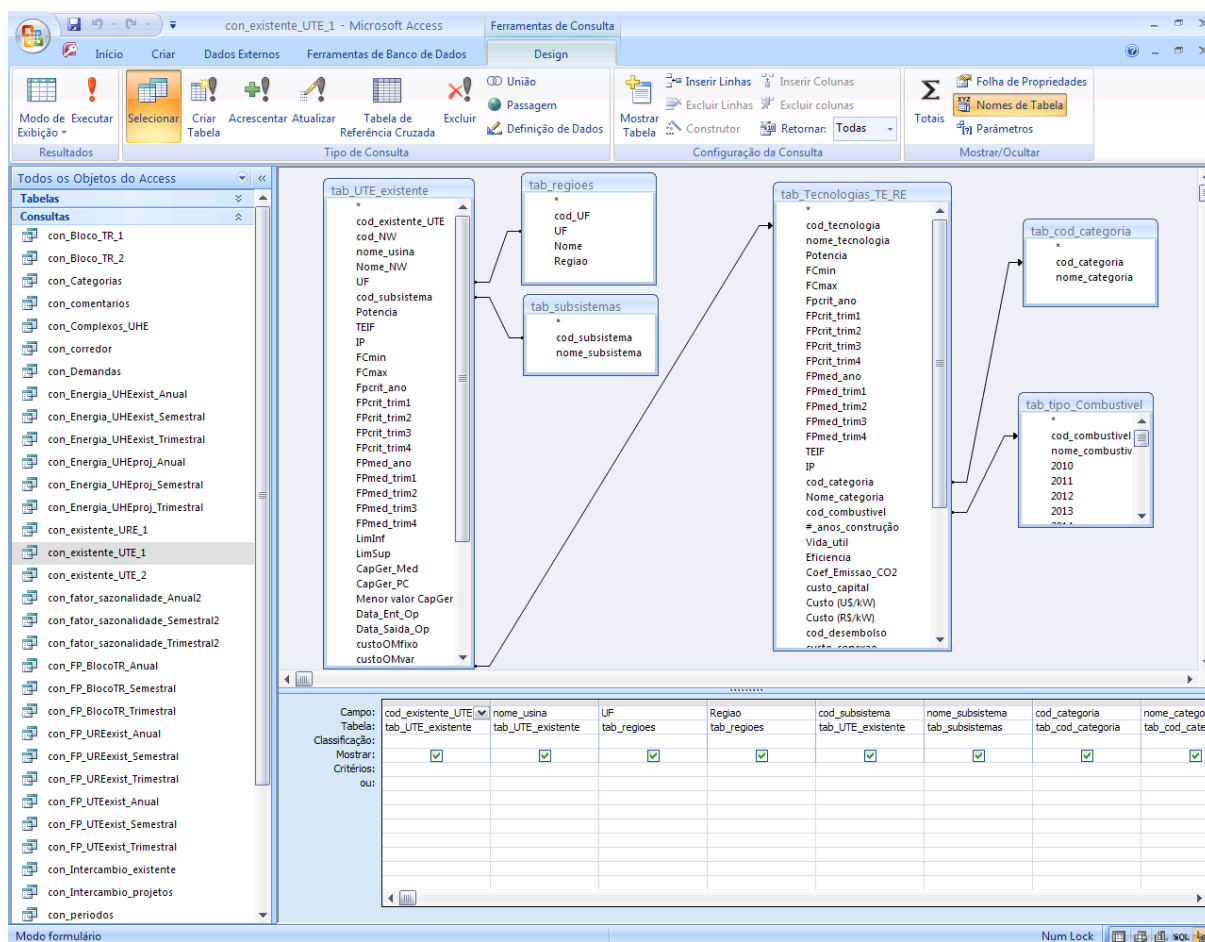


Figura 37: Estrutura da consulta Access – UTEs existentes

Campo:	cod_existente_UTE	nome_usina	UF	Regiao	cod_subsistema	nome_subsistema	cod_categoria	nome_categoria
Tabela:	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_regioes	tab_regioes	tab_UTE_existente	tab_subistemas	tab_cod_categoria	tab_cod_categoria
Classificação:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Mostrar:								
Crêrios:								
ou:								

Campo:	nome_categoria	cod_tecnologia	nome_tecnologia	nome_combustivel	Potencia	Data_Ent_Op	Data_Saida_Op	TEIF
Tabela:	tab_cod_categoria	tab_UTE_existente	tab_Tecnologias_TE_RI	tab_tipo_Combustivel	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_exis
Classificação:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Mostrar:								
Crêrios:								
ou:								

Campo:	JP	FCmin	FCmax	FPmed_ano	FPcrit_ano	Eficiencia	ConsumEsp	Coef_Emissao
Tabela:	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_exis
Classificação:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Mostrar:								
Crêrios:								
ou:								

Campo:	ConsumEsp	Coef_Emissao_CO2	custoOMvar		
Tabela:	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente	tab_UTE_existente		
Classificação:	☒	☒	☒	☐	☐
Mostrar:					
Crêrios:					
ou:					

Figura 38: Estrutura da consulta Access – Parâmetros das UTEs existentes

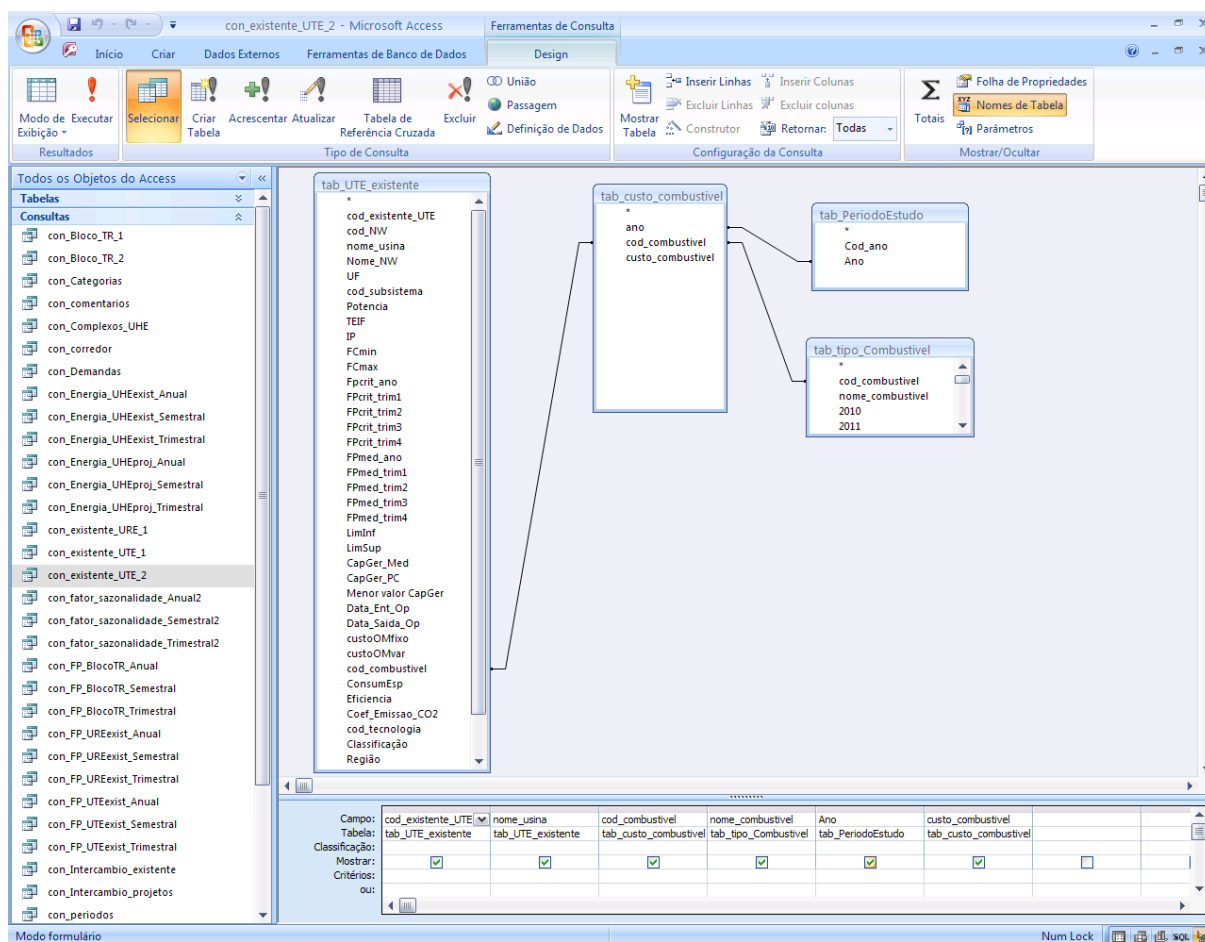


Figura 39: Estrutura da consulta Access – Custo de combustível das UTEs existentes no período do estudo

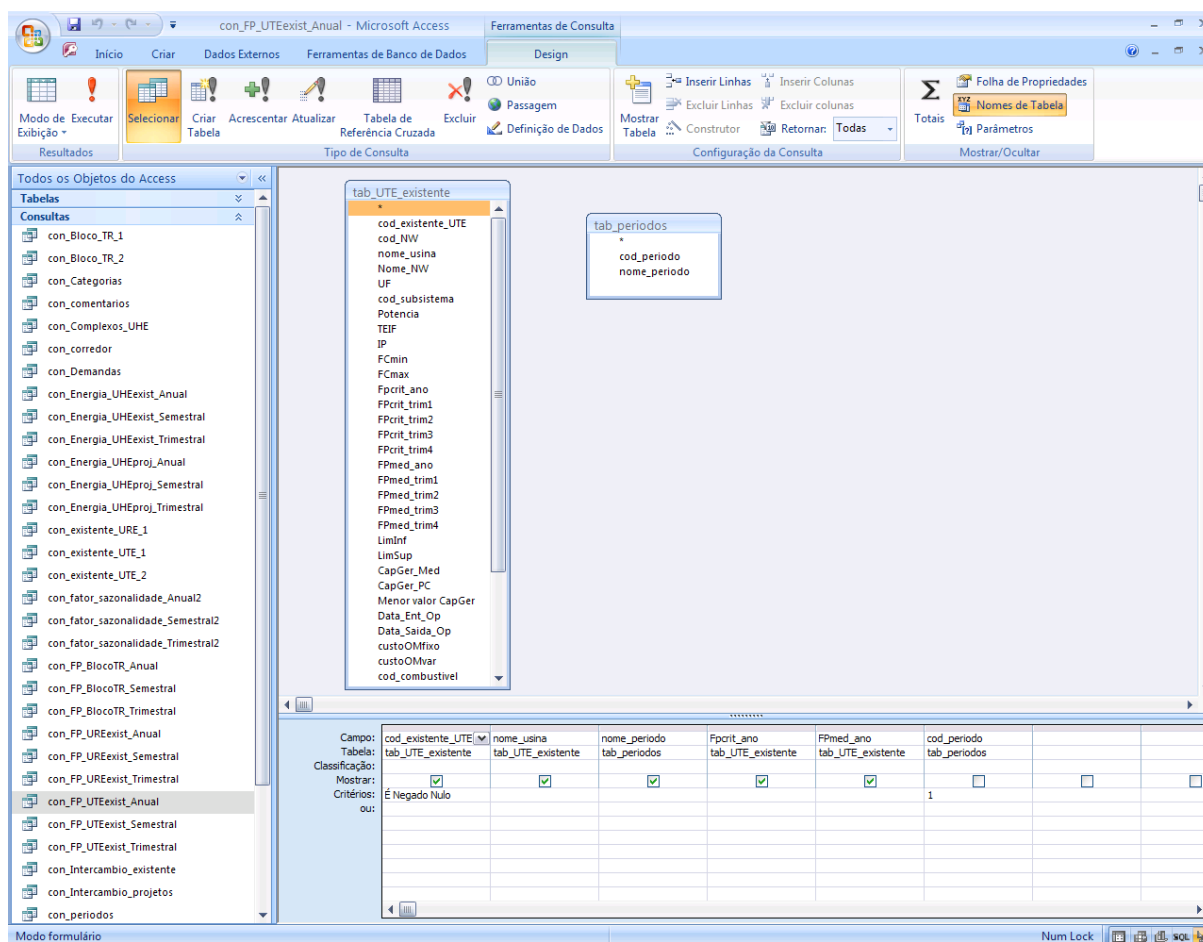


Figura 40: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação anuais das UTEs existentes

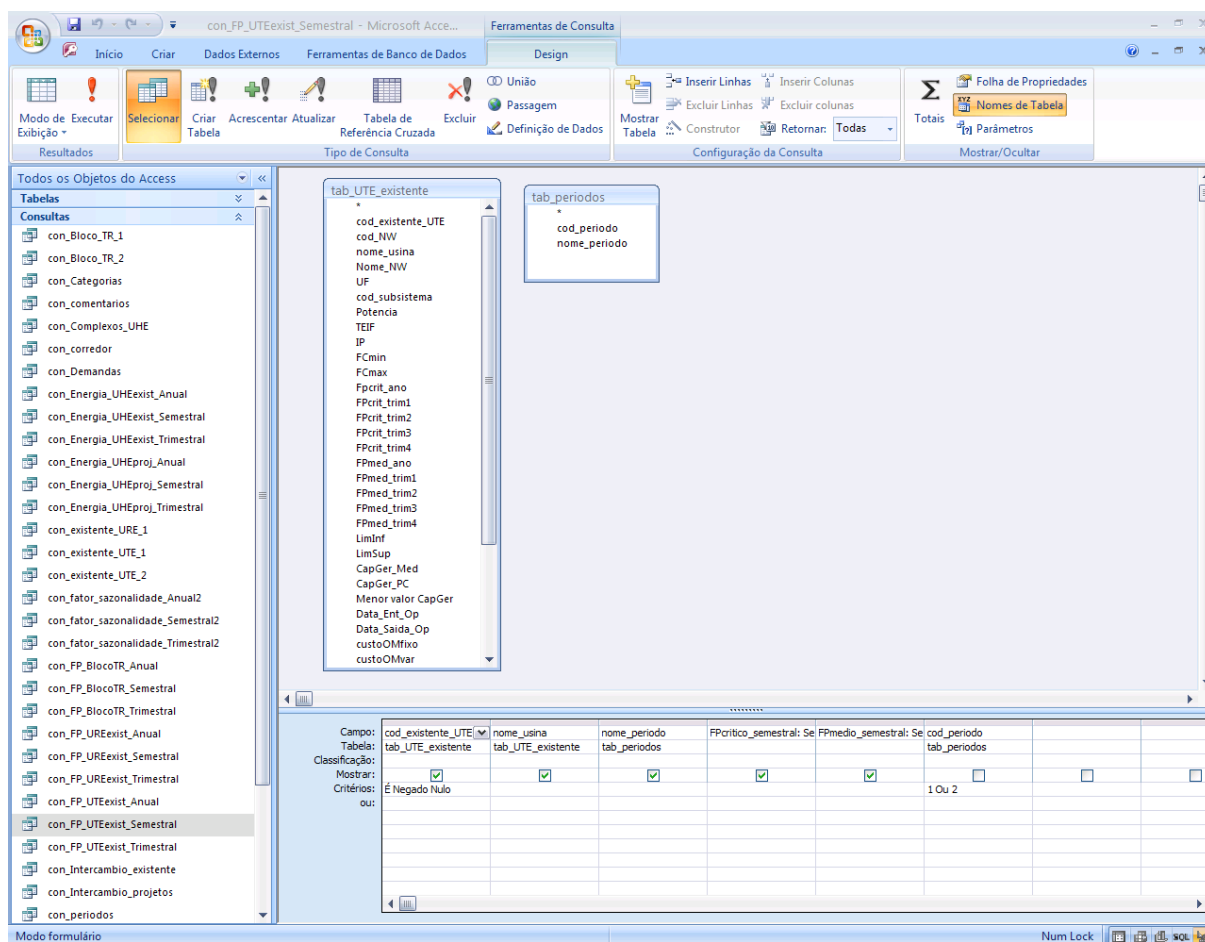


Figura 41: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação semestrais das UTEs existentes

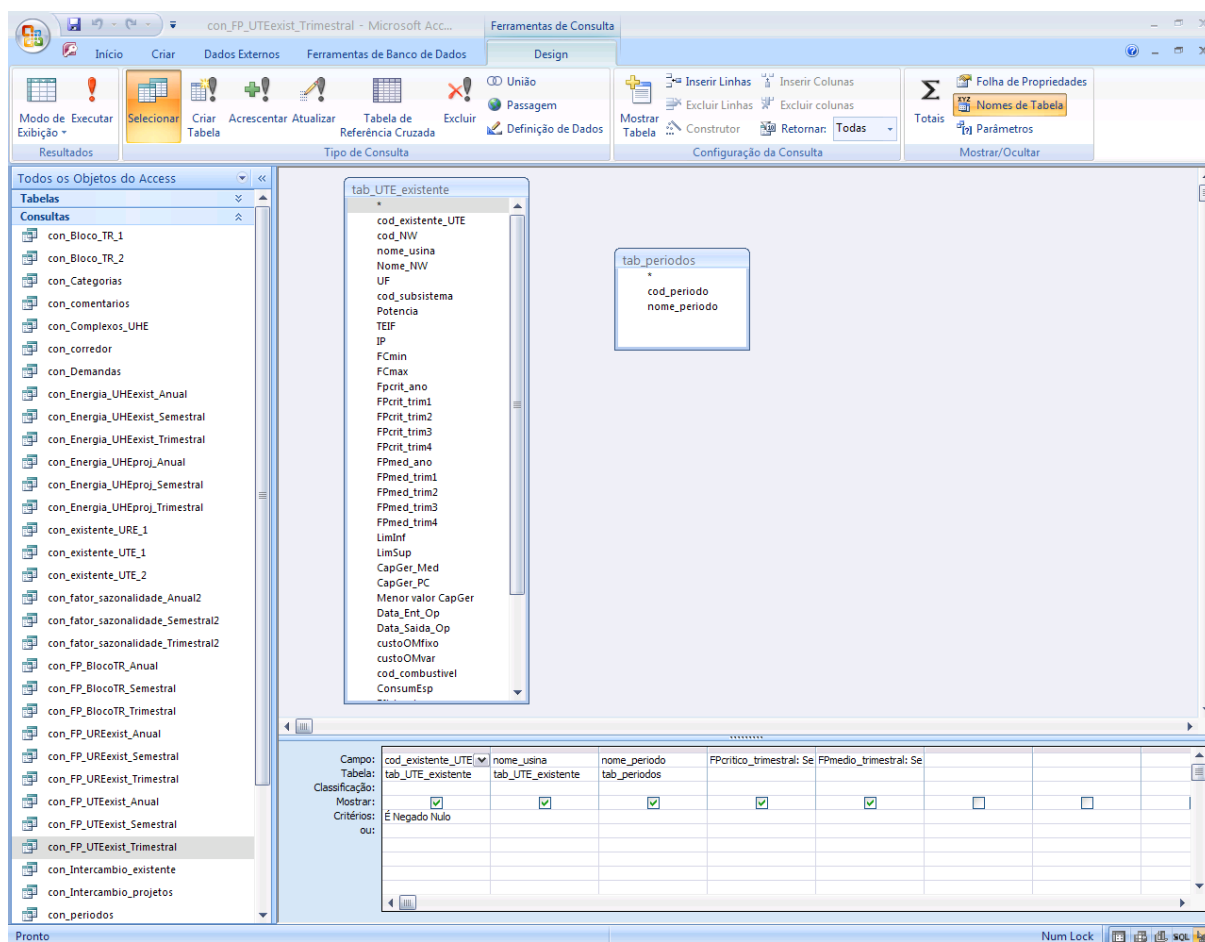


Figura 42: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação trimestrais das UTEs existentes

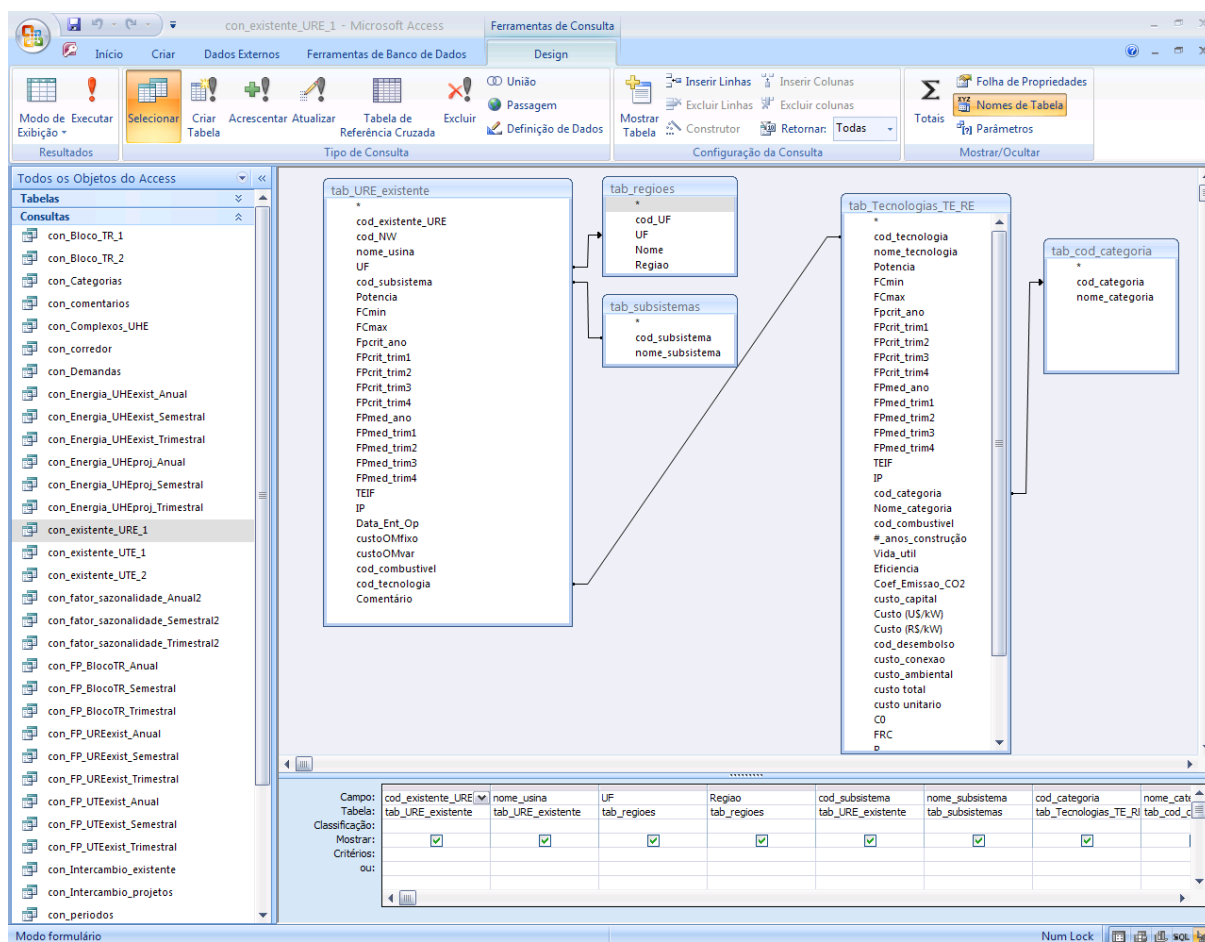


Figura 43: Estrutura da consulta Access – UREs existentes

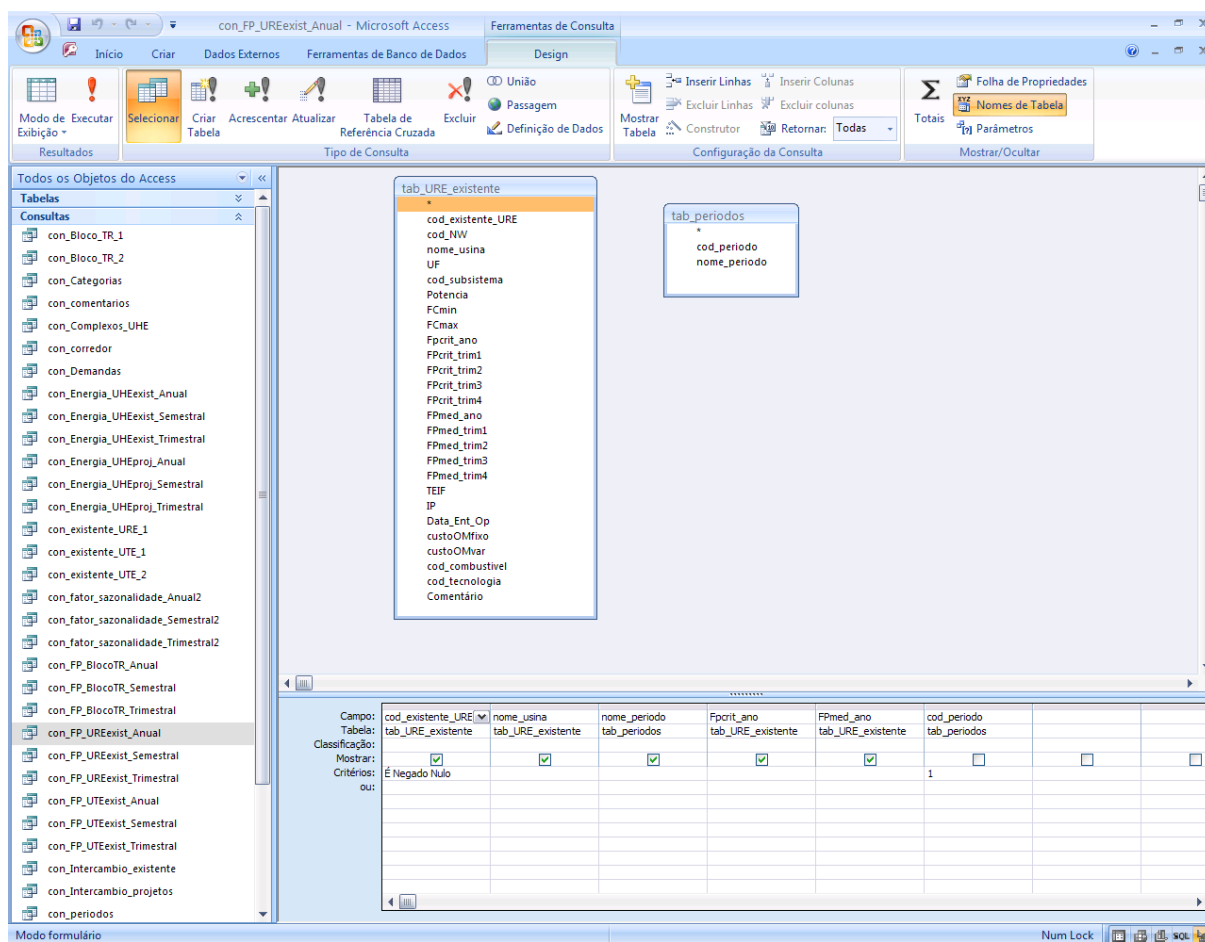


Figura 44: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação anuais das UREs existentes

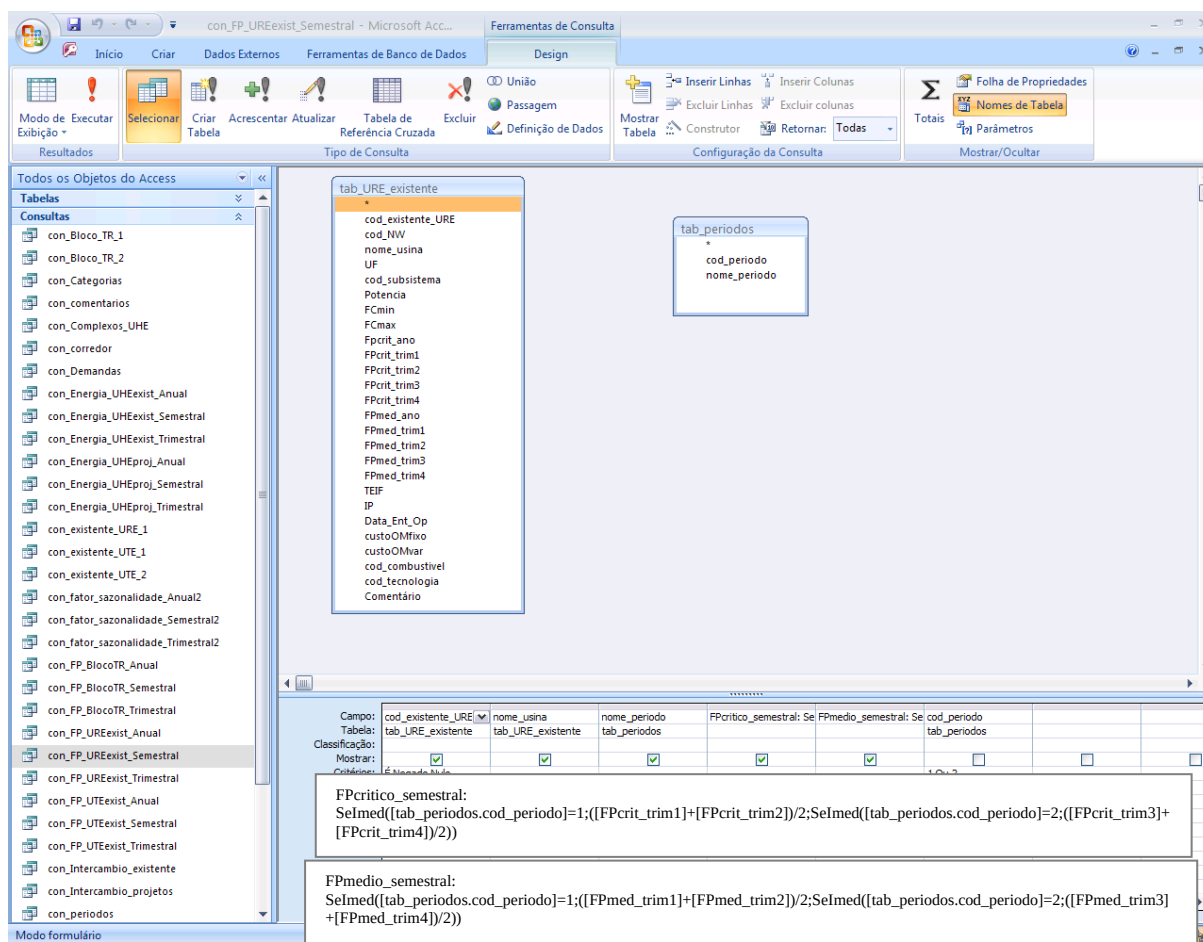


Figura 45: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação semestrais das UREs existentes

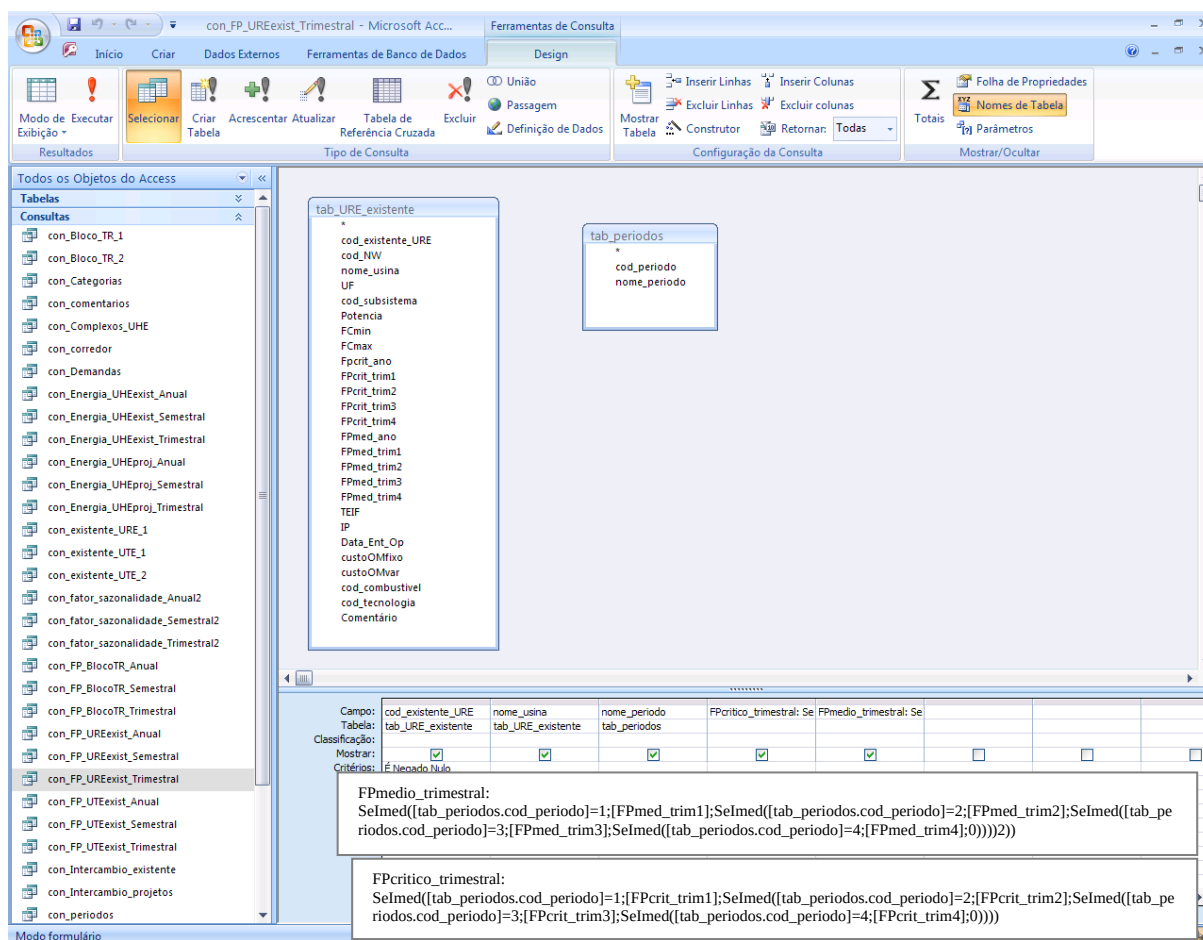


Figura 46: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação trimestrais das UREs existentes

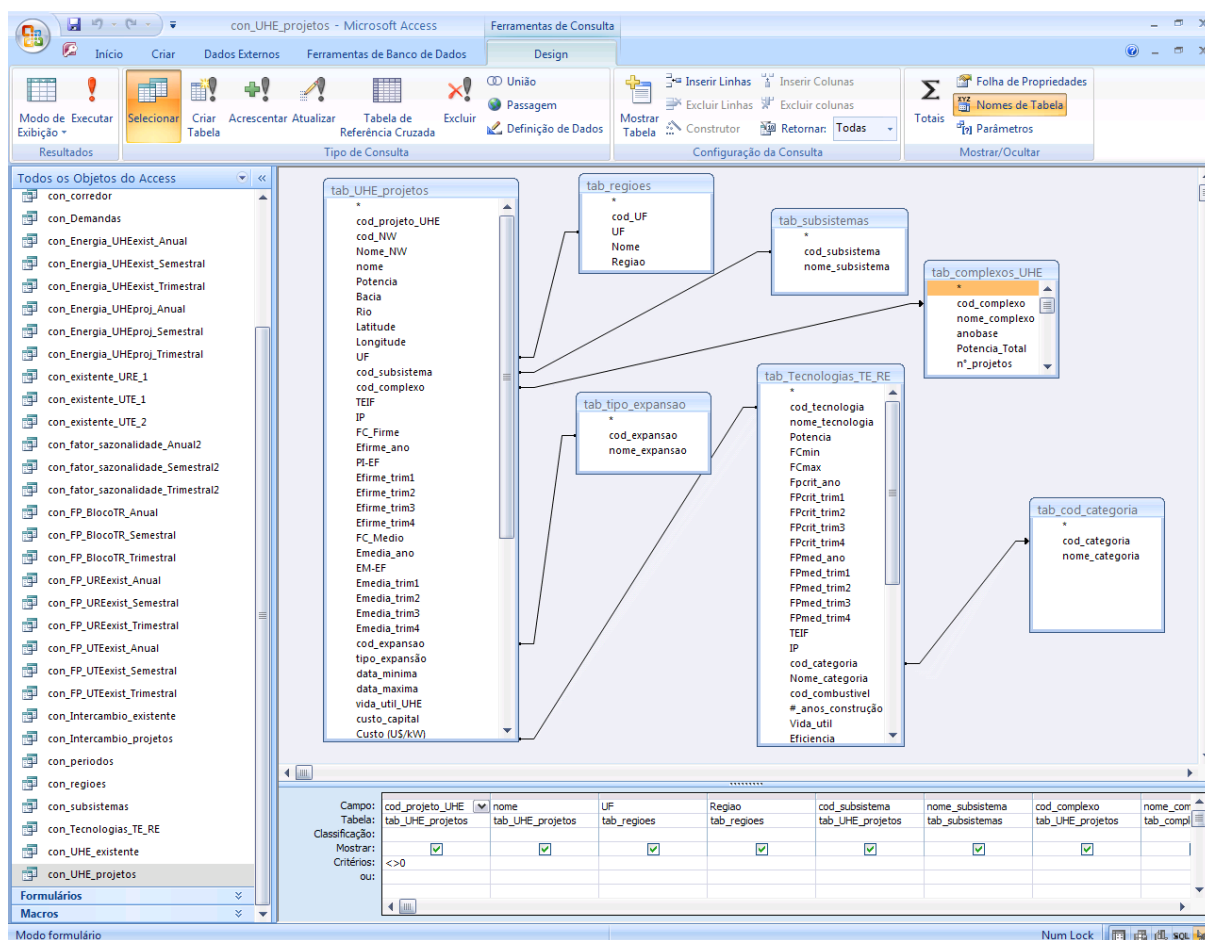


Figura 47: Estrutura da consulta Access – Projetos hidrelétricos

Campo:	cod_projeto_UHE	nome	UF	Regiao	cod_subsistema	nome_subsistema	cod_complexo	nome_compl
Tabela:	tab_UHE_projetos	tab_UHE_projetos	tab_regioes	tab_regioes	tab_UHE_projetos	tab_subistemas	tab_UHE_projetos	tab_compl
Classificação:								
Mostrar:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	
Crítérios:	<>0							
ou:								

Campo:	nome_complexo	cod_categoria	nome_categoria	Potencia	cod_expansao	nome_expansao	data_minima	data_maxi
Tabela:	tab_complexos_UHE	tab_cod_categoria	tab_cod_categoria	tab_UHE_projetos	tab_UHE_projetos	tab_tipo_expansao	tab_UHE_projetos	tab_UHE_j
Classificação:								
Mostrar:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	
Crítérios:				<3				
ou:								

Campo:	data_maxima	TEIF	IP	custo_investimento	Vp	custoOMvar		
Tabela:	tab_UHE_projetos	tab_UHE_projetos	tab_UHE_projetos	tab_UHE_projetos	tab_UHE_projetos	tab_UHE_projetos		
Classificação:								
Mostrar:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	
Crítérios:								
ou:								

Figura 48: Estrutura da consulta Access – Atributos listados nas colunas da consulta com os dados das UHEs existentes

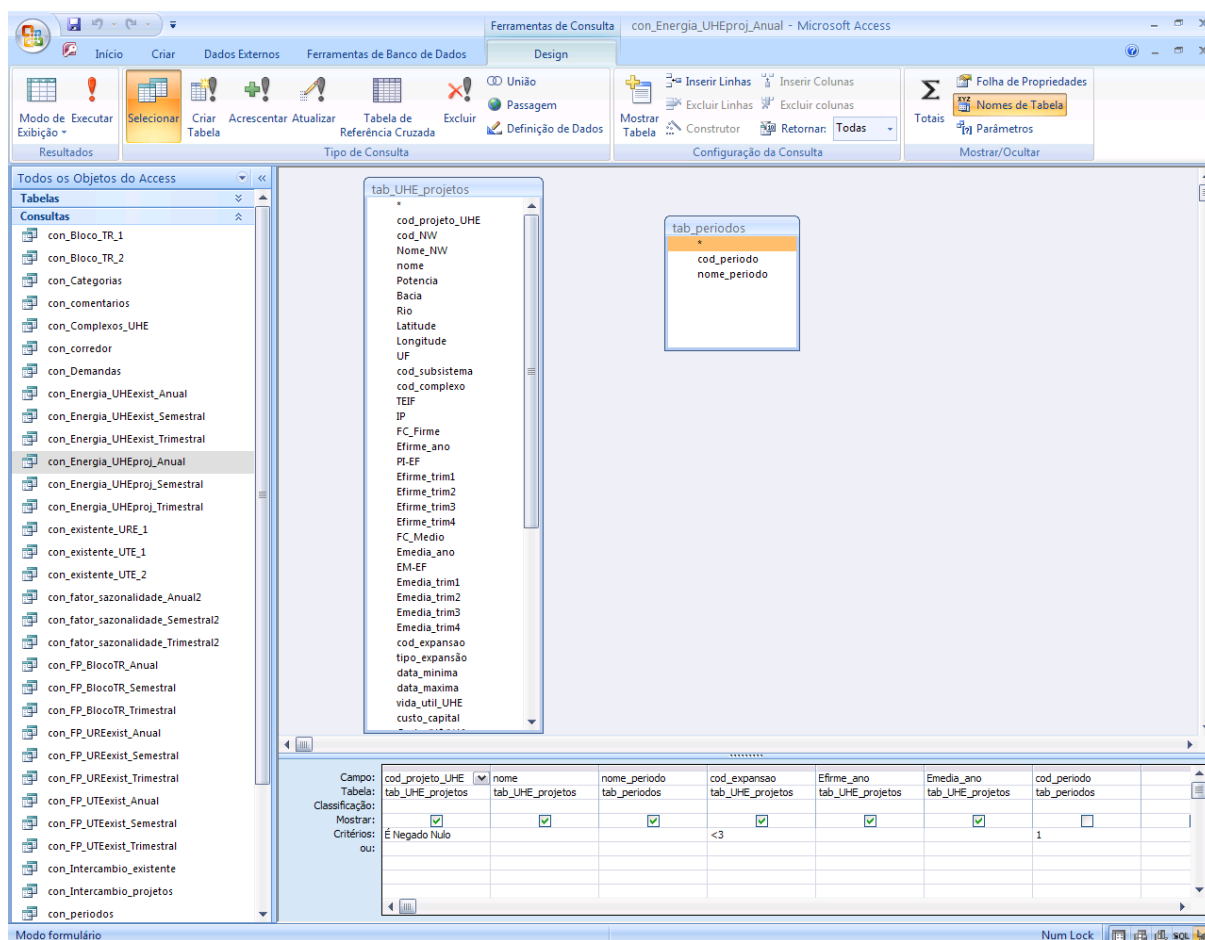


Figura 49: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média anuais dos projetos de UHEs

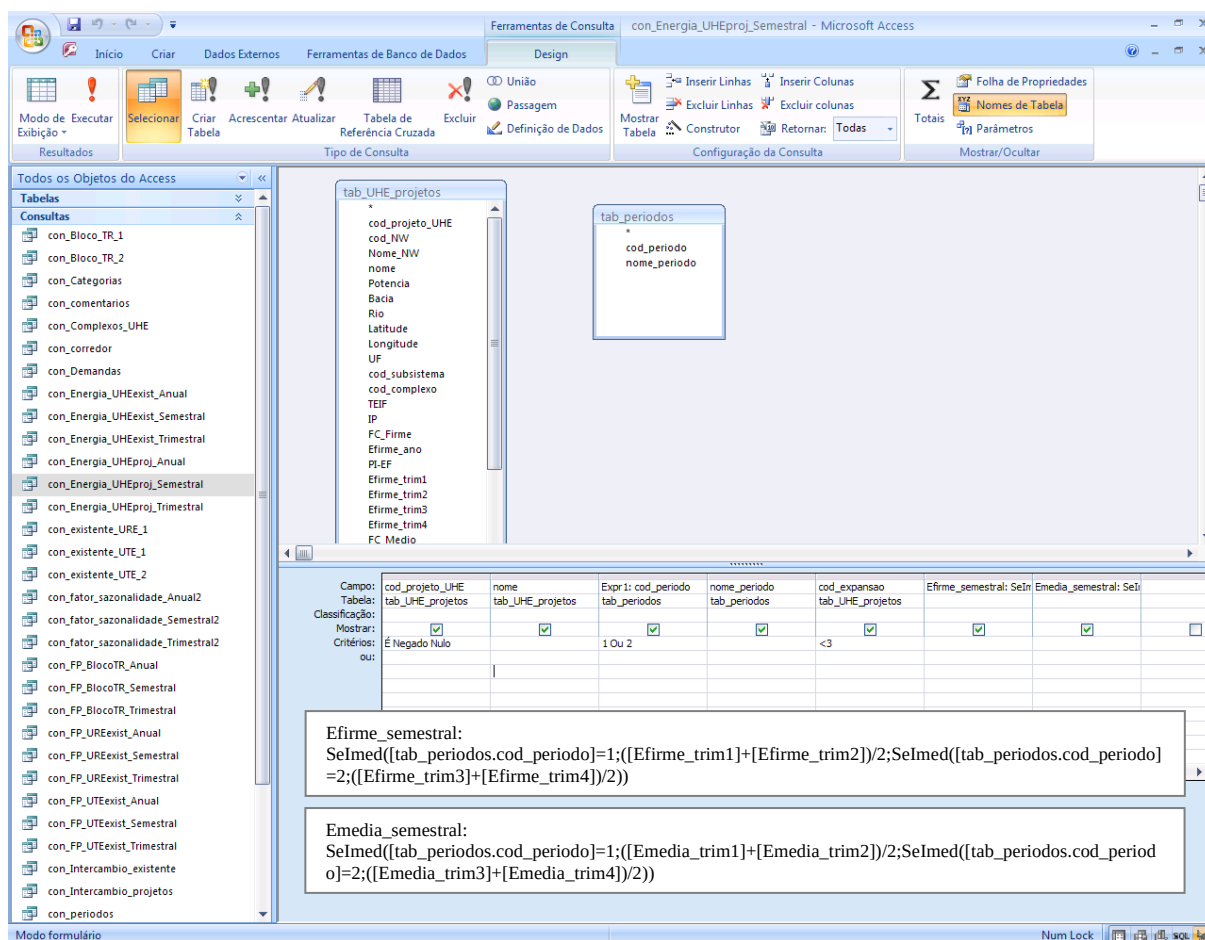


Figura 50: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média semestrais dos projetos de UHEs

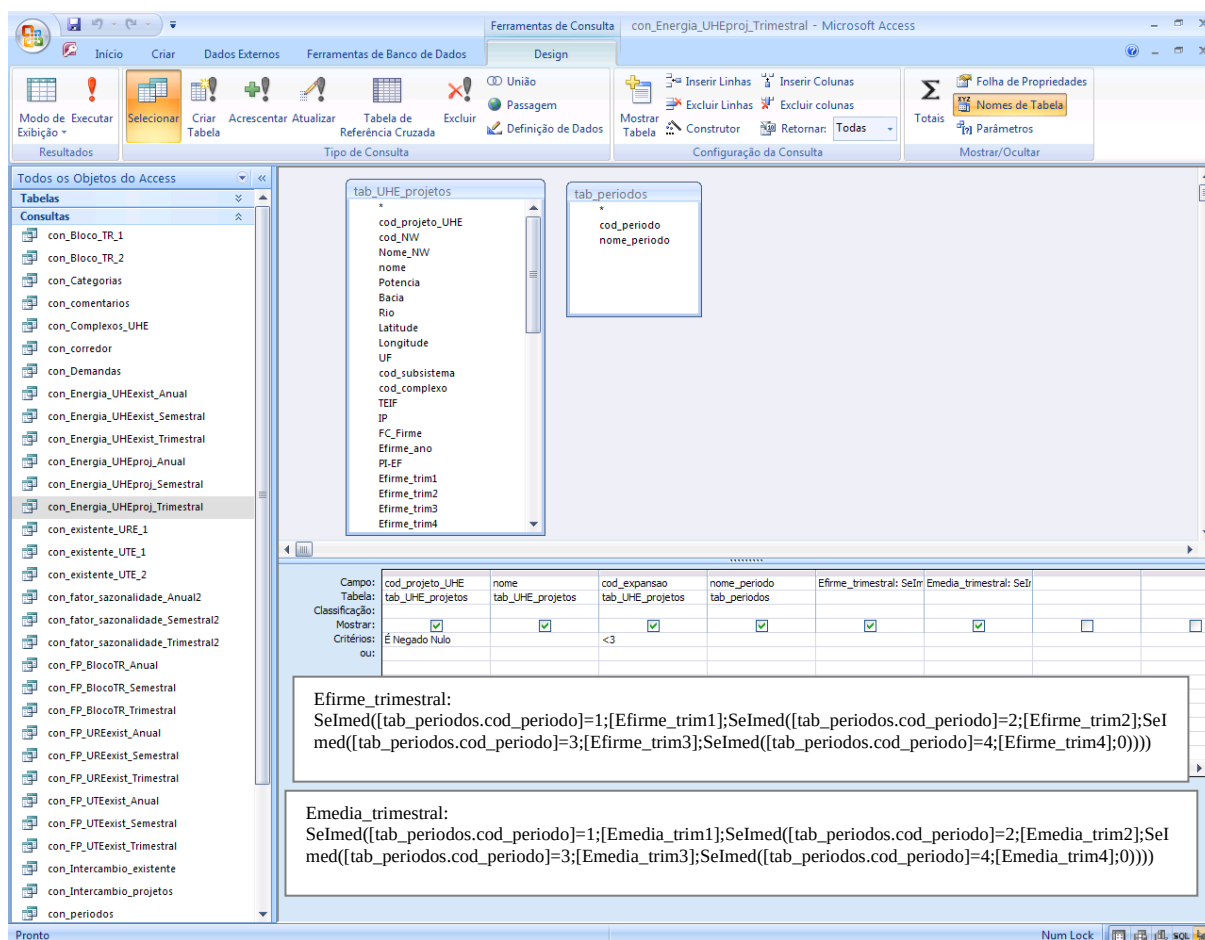


Figura 51: Estrutura da consulta Access – Energias firme e média trimestrais dos projetos de UHEs

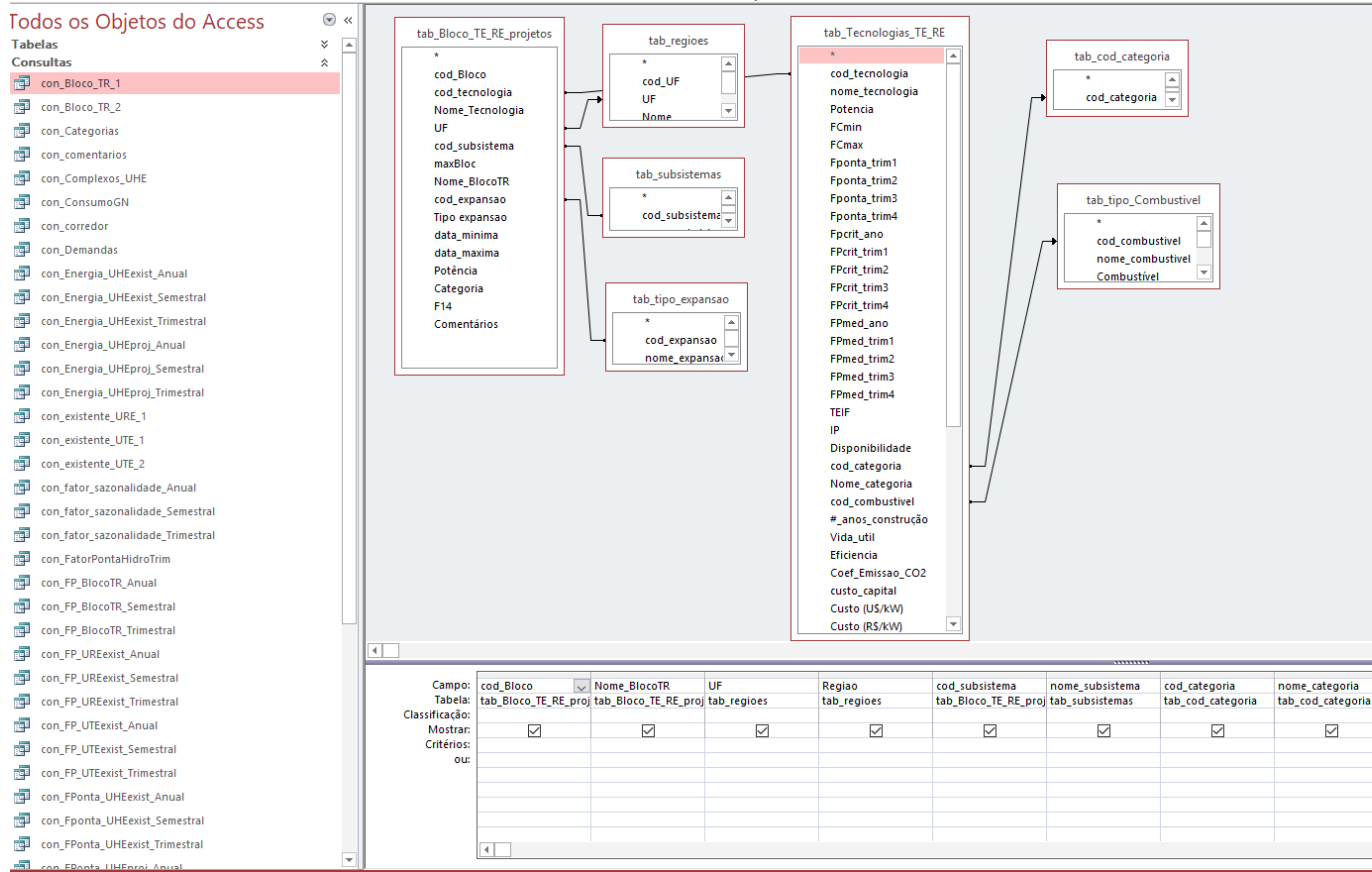


Figura 52: Estrutura da consulta Access – Blocos de térmicas e renováveis

Campo:	cod_Bloco	Nome_BlocoTR	UF	Regiao	cod_subsistema	nome_subsistema	cod_categoria	nome_categoria	cod_tecnologia	nome_tecnologia	nome_combustivel	Potencia
Tabela:	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_regioes	tab_regioes	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_subsistemas	tab_cod_categoria	tab_cod_categoria	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_Tecnologias_TE_R	tab_tipo_Combustivel	tab_Tecnologias_TE_R
Classificação:												
Mostrar:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Excluir:												
ou:												

Campo:	maxBloc	cod_expansao	nome_expansao	data_minima	data_maxima	TEIF	IP	Fcmin	Fcmax	custoOHvar	Coef_Emissao_CO2	Eficiencia
Tabela:	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_tipo_expansao	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_Bloco_TE_RE_proj	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R
Classificação:												
Mostrar:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Excluir:												
ou:												

Campo:	Fpcrit_ano	Fpmed_ano	ConsumEsp	Vp								
Tabela:	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R	tab_Tecnologias_TE_R								
Classificação:												
Mostrar:	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐				
Excluir:												
ou:												

Figura 53: Estrutura da consulta Access – Parâmetros dos Blocos TR

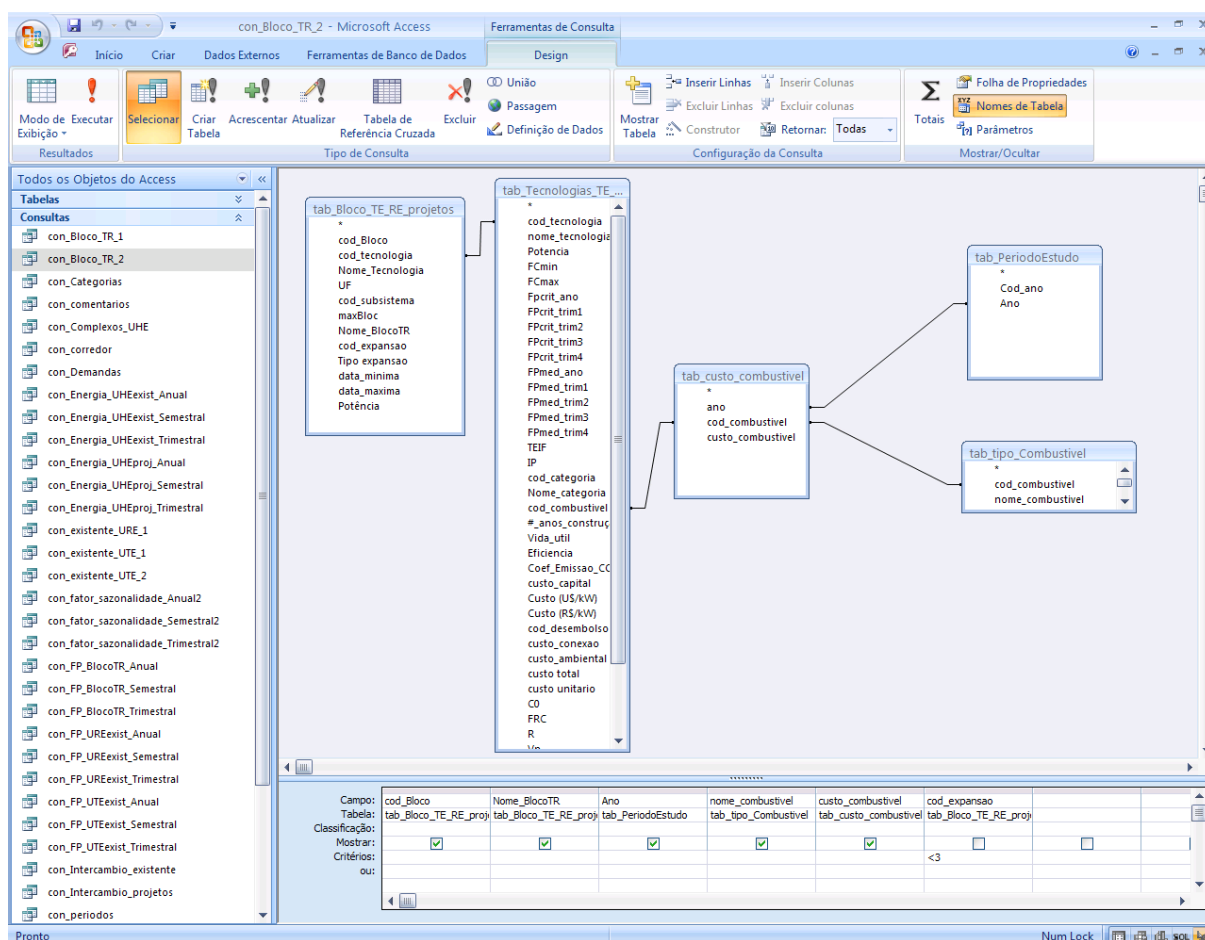


Figura 54: Estrutura da consulta Access – Custo de combustível dos Blocos TR para cada ano do estudo

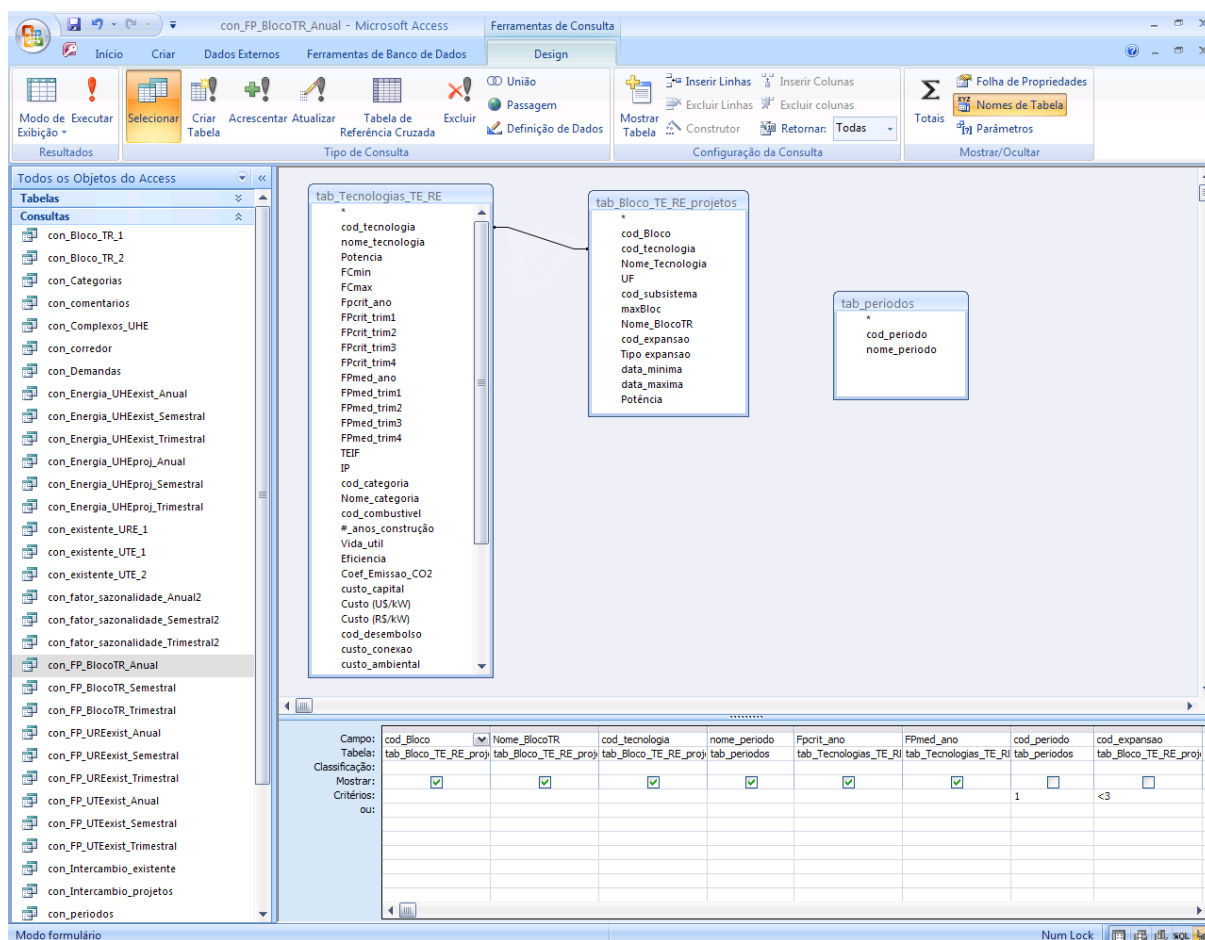


Figura 55: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação anuais dos Blocos TR

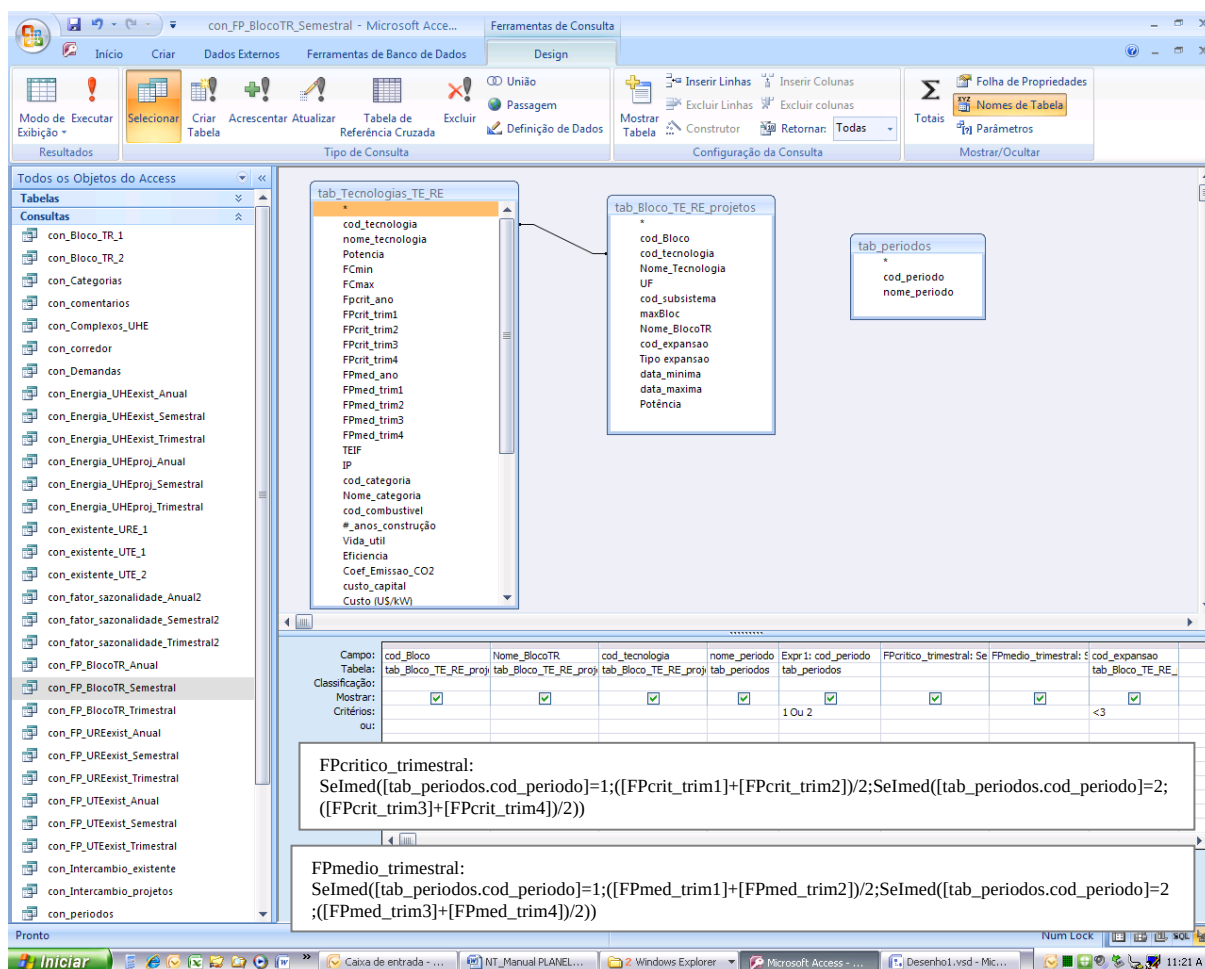


Figura 56: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação semestrais dos Blocos TR

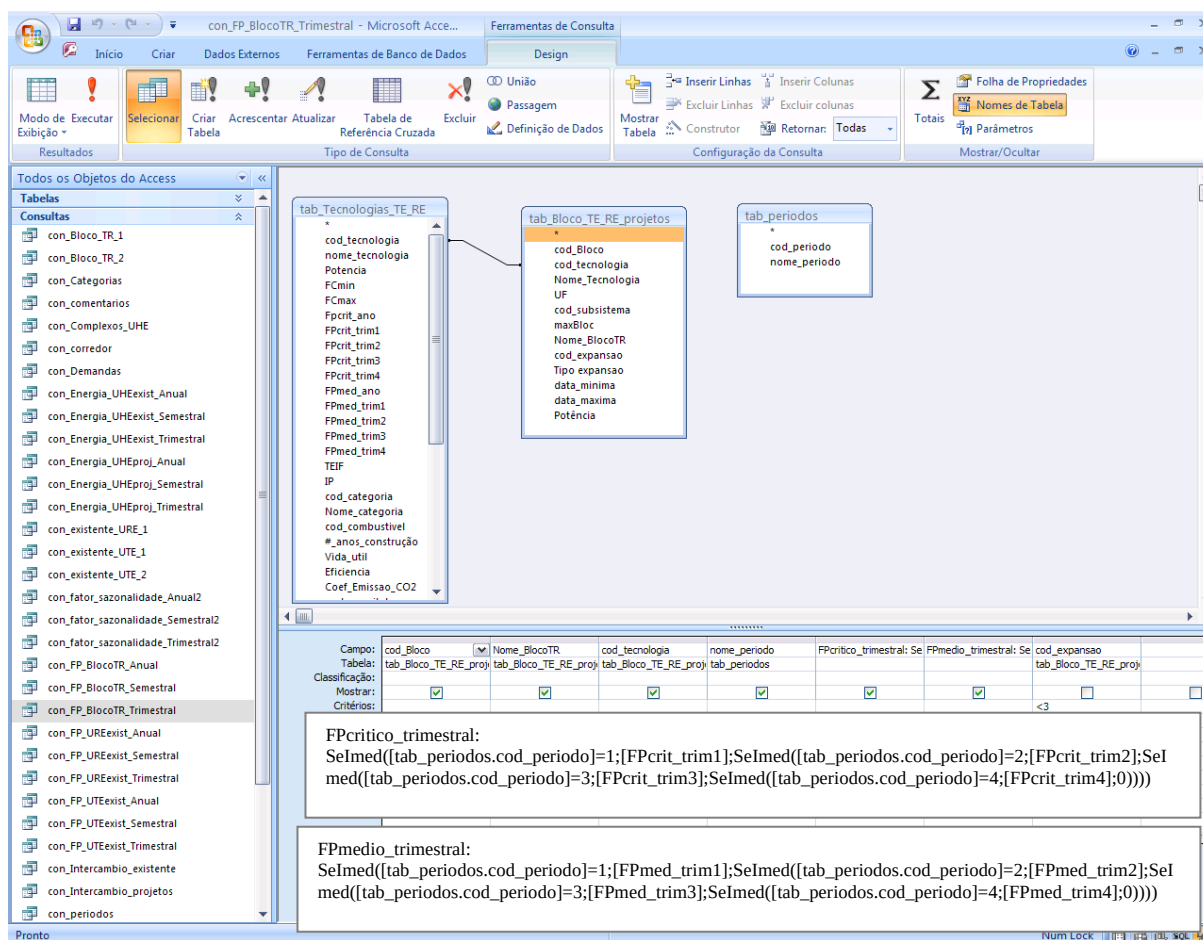


Figura 57: Estrutura da consulta Access – Fatores de participação trimestrais dos Blocos TR

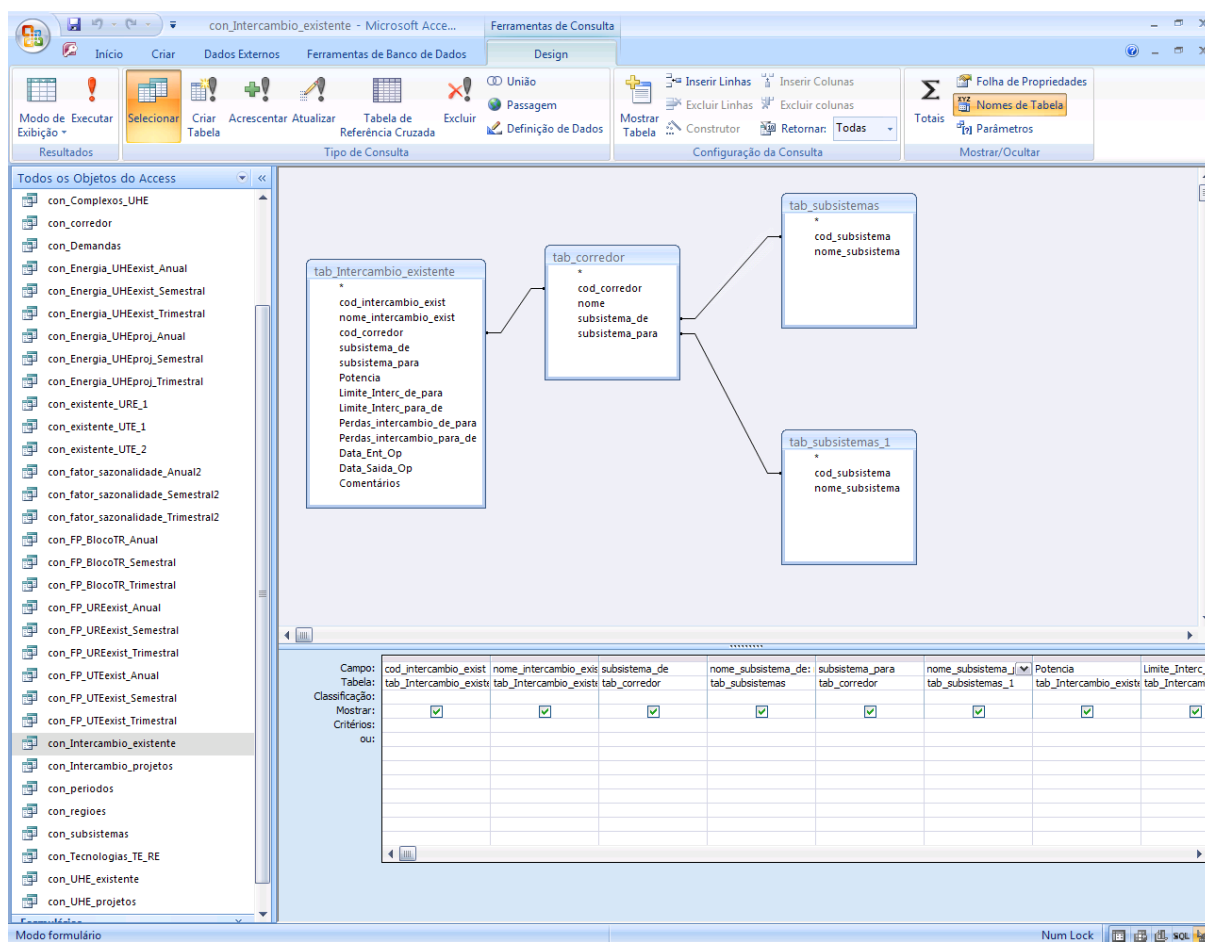


Figura 58: Estrutura da consulta Access – Sistema de intercâmbio existente

Campo:	Limite_Interc_de_para	Limite_Interc_para_de	Perdas_intercambio_de	Perdas_intercambio_pa	Data_Ent_Op	Data_Saida_Op		
Tabela:	tab_intercambio_exis	tab_intercambio_exis	tab_intercambio_exis	tab_intercambio_exis	tab_intercambio_exis	tab_intercambio_exis		
Classificação:								
Mostrar:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐
Crerios:								
ou:								

Figura 59: Estrutura da consulta Access – Parâmetros do Sistema de intercâmbio existente

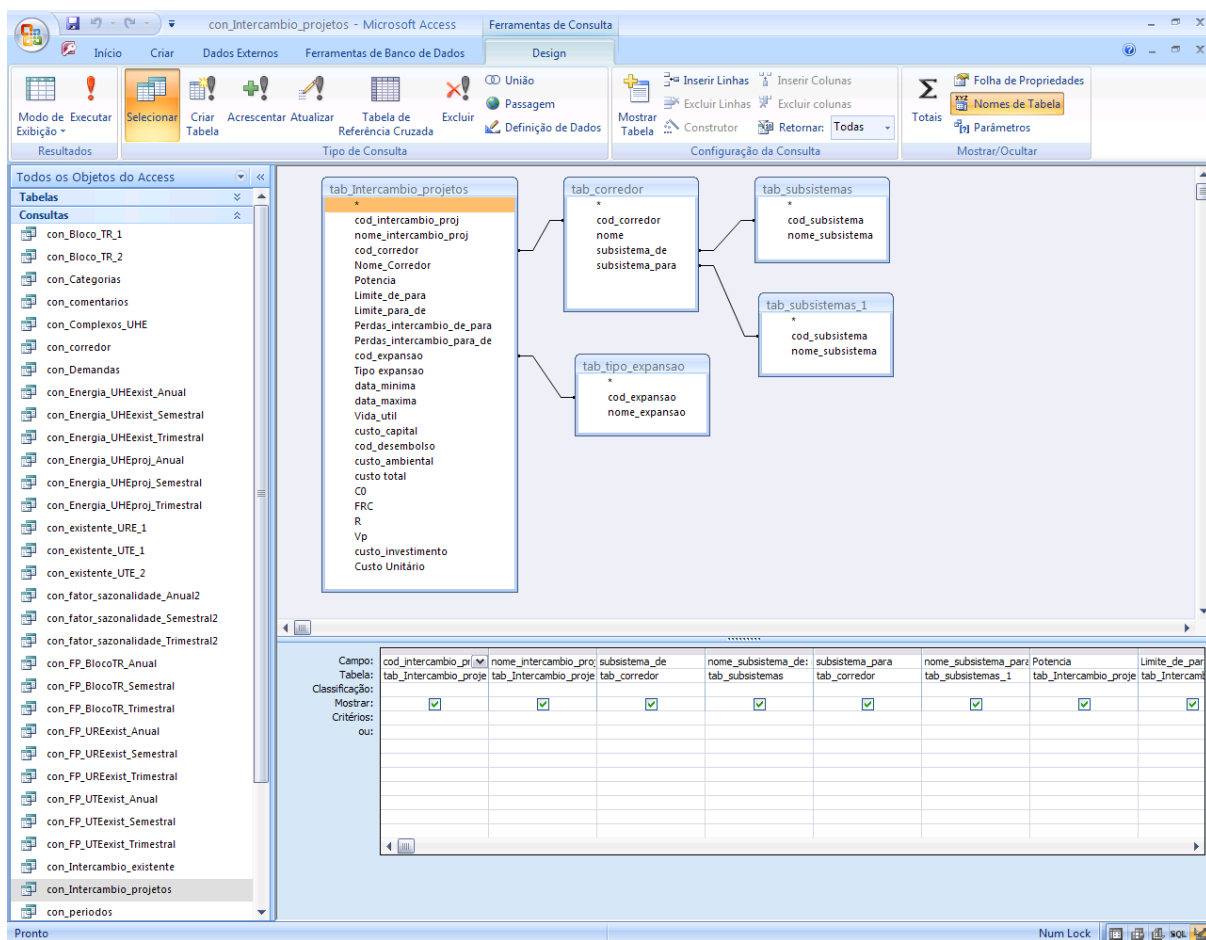


Figura 60: Estrutura da consulta Access – Projetos de intercâmbio

Campo:	cod_intercambio_pr	nome_intercambio_pro	subsistema_de	nome_subsistema_de	subsistema_para	nome_subsistema_para	Potencia	Limite_de_par
Tabela:	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_corredor	tab_subsistemas	tab_corredor	tab_subsistemas_1	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio
Classificação:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Mostrar:								
Crêrios:								
ou:								

Campo:	Limite_de_para	Limite_para_de	Perdas_intercambio_de	Perdas_intercambio_pe	cod_expansao	nome_expansao	data_minima	data_maxima
Tabela:	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_tipo_expansao	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio
Classificação:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Mostrar:					<3			
Crêrios:								
ou:								

Campo:	Perdas_intercambio_de	Perdas_intercambio_pa	cod_expansao	nome_expansao	data_minima	data_maxima	Vp
Tabela:	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_tipo_expansao	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje	tab_Intercambio_proje
Classificação:	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Mostrar:			<3				
Crêrios:							
ou:							

Figura 61: Estrutura da consulta Access – Parâmetros dos projetos de intercâmbio