

A transição digital da ANEEL no Brasil:

a RN 1.133/2025 e o novo padrão de governança do setor elétrico.

Guia executivo sobre o impacto da nova agenda regulatória na infraestrutura, nos dados, nas redes e na abertura do mercado livre.





01

Introdução

Página 5



02

Digitalização da governança: o novo padrão de E-Compliance no setor elétrico

Página 7

03

DERs, curtailment e a nova realidade da distribuição

Página 10

04

Critérios probabilísticos,
a revolução da
confiabilidade

Página 13



05

Open Energy e a
migração em massa
para o mercado livre

Página 16

06

Roadmapping financeiro:
incentivos, custos e a
economia da digitalização

Página 19



07 Conclusão

Página 21

Capítulo 01

Introdução

A urgência da agilidade regulatória na era da digitalização

O contexto estratégico de 2025: modernização, descarbonização e complexidade

O setor elétrico brasileiro entrou em 2025 em uma nova curva exponencial de complexidade. A expansão acelerada das fontes renováveis, o aumento da intermitência, a pressão por infraestrutura moderna e a abertura irreversível do mercado criam uma verdadeira tempestade perfeita.

O resultado é claro: mais riscos operacionais e regulatórios, maior sensibilidade tarifária e crescente dependência de dados, tecnologia e automação.

Nesse cenário, a ANEEL assume um papel decisivo. Não basta regular, é necessário regular com velocidade, com evidências digitais, governança de dados e instrumentos compatíveis com a realidade de um sistema cada vez mais distribuído, dinâmico e digital.

A digitalização do processo decisório como marco regulatório

Resolução Normativa nº 1.133/2025 representa uma inflexão institucional na ANEEL.

Ela atualiza a Norma de Organização nº 1 e formaliza um novo mecanismo de deliberação: o Circuito Deliberativo Eletrônico, que redefine como a agência decide, prioriza e resolve seus processos.

O Circuito funciona como uma via paralela às reuniões presenciais da diretoria.

Em vez de aguardar a sessão ordinária, cada diretor pode registrar seu voto eletronicamente dentro de um prazo estabelecido, permitindo que decisões administrativas, instruções técnicas e processos menos controversos avancem de forma contínua.

Isso reduz o tempo ocioso entre reuniões, encurta filas processuais e elimina gargalos causados pela dependência exclusiva de sessões públicas

Mais do que velocidade, essa mudança estabelece um novo modelo mental de tomada de decisão na ANEEL.

Do ritual ao digital: a nova espinha dorsal das decisões.

Ao substituir um fluxo baseado em rituais e calendário por um modelo ancorado em evidência digital, rastreabilidade e processamento contínuo, a ANEEL muda a lógica do seu funcionamento.

O SEI (Sistema Eletrônico de Informações) deixa de ser apenas um repositório documental e passa a operar como espinha dorsal do processo decisório, conectando votos, manifestações técnicas, pareceres e publicações.

Com esse mecanismo, a ANEEL prepara o terreno para agendas que exigem:

- A base regulatória para um setor mais complexo e dinâmico.

Com esse mecanismo, a ANEEL prepara o terreno para agendas que exigem:

- respostas mais frequentes e tecnicamente densas; integração de DERs;
- adoção de modelos probabilísticos;
- digitalização compulsória de redes;
- e a abertura do mercado.

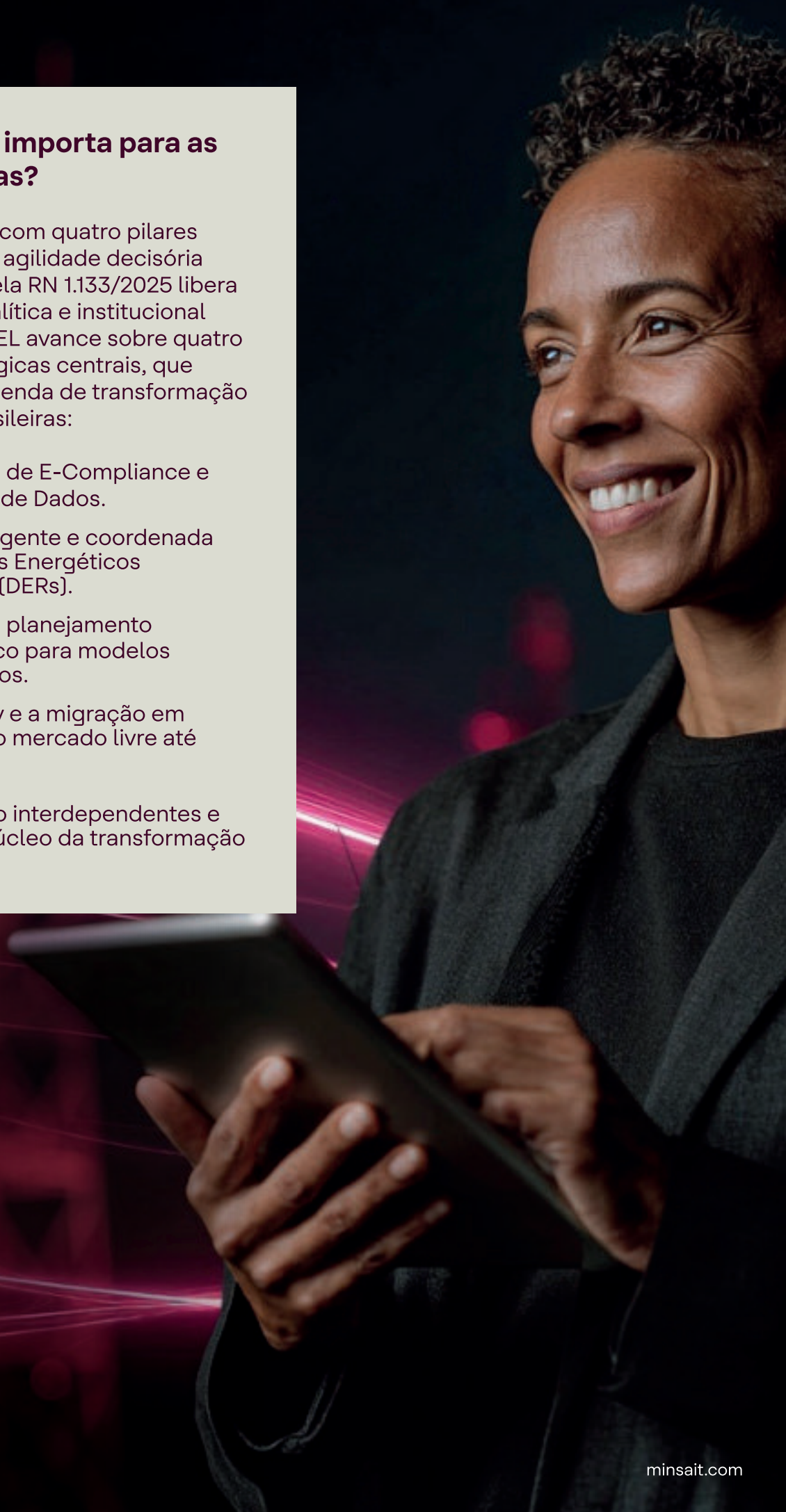
Em um sistema elétrico mais complexo e dinâmico, a forma de decidir torna-se determinante para a qualidade das decisões.

Por que isso importa para as distribuidoras?

Conexão direta com quatro pilares tecnológicos. A agilidade decisória estabelecida pela RN 1.133/2025 libera capacidade analítica e institucional para que a ANEEL avance sobre quatro frentes tecnológicas centrais, que estruturam a agenda de transformação das utilities brasileiras:

1. Novo regime de E-Compliance e Governança de Dados.
2. Gestão inteligente e coordenada dos Recursos Energéticos Distribuídos (DERs).
3. Transição do planejamento determinístico para modelos probabilísticos.
4. Open Energy e a migração em massa para o mercado livre até 2027.

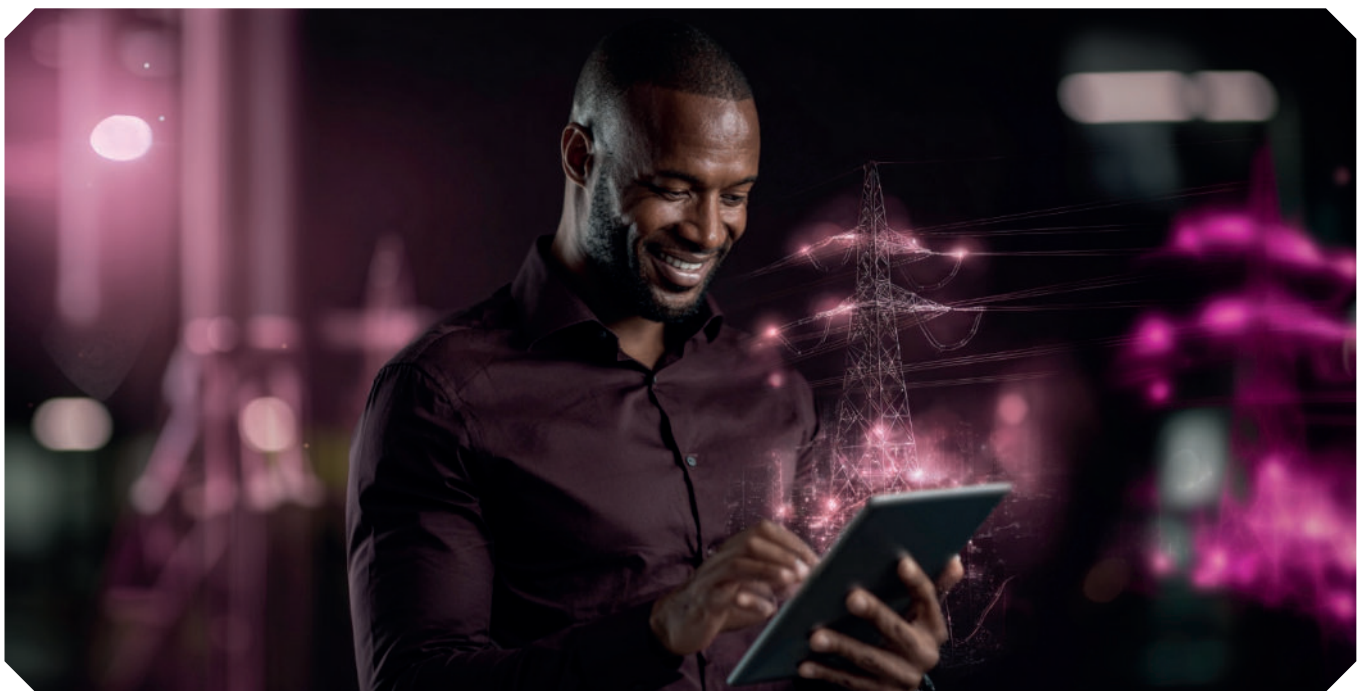
Esses temas são interdependentes e configuram o núcleo da transformação digital do setor.



Capítulo 02

Digitalização da governança

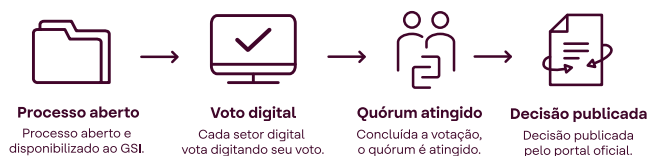
O novo padrão de E-Compliance no setor elétrico



O Circuito Deliberativo inaugura um novo ritmo digital para as decisões da ANEEL.

O que é o Circuito Deliberativo?

É um mecanismo digital de votação interna da ANEEL que permite que os diretores decidam processos sem precisar esperar a reunião presencial da diretoria.



Isso cria um novo regime de **E-Compliance obrigatório**, no qual a confiabilidade dos dados, a integridade das evidências e a padronização dos formatos passam a ser condições explícitas para acelerar análises e reduzir atritos nos processos.

Em termos práticos, utilities que não estruturarem suas bases de dados, trilhas de auditoria, qualidade documental e evidências técnicas em ambiente digital simplesmente não conseguirão acompanhar o novo ritmo do regulador, nem se beneficiar da maior velocidade que o circuito deliberativo promete entregar.



As soluções tecnológicas que se tornam obrigatórias

Diante desse novo regime de conformidade digital, as empresas precisam deixar de tratar “atendimento regulatório” como um conjunto

de planilhas e pastas compartilhadas e migrar para uma arquitetura de governança estruturada. Isso implica:



Adotar plataformas de **gestão integrada de documentos, processos e compliance;**



Implementar **automação de relatórios**, trilhas de auditoria e monitoramento regulatório contínuo;



Criar **camadas de governança de dados** alinhadas às normas de governança da ANEEL;



Estruturar **repositórios únicos e interoperáveis**, garantindo integridade, versionamento e rastreabilidade;

A ANEEL já está fazendo esse movimento internamente. A mensagem implícita é clara, o setor regulado deve espelhar esse nível de

maturidade digital se quiser manter fluidez na relação regulatória e reduzir o custo de compliance ao longo do tempo.

Capítulo 03

DERs, curtailment e a nova realidade da distribuição

Se na governança a RN 1.133/2025 garante velocidade, na operação o desafio se materializa de forma muito concreta: **curtailment, DERs e redes ainda analógicas.**

A crise do curtailment: sintoma de falhas na infraestrutura

O aumento explosivo dos cortes de geração desde 2021, com perdas acumuladas acima de R\$ 6,9 bilhões, expôs o descompasso entre:

- A velocidade da expansão renovável;
- E a lentidão da expansão da transmissão e da modernização da distribuição.

O curtailment não resulta de “excesso de renováveis”, mas sim de infraestrutura atrasada, planejamento pouco coordenado e baixa digitalização em pontos críticos da rede. A falta de alinhamento entre MME, EPE, ONS e CCEE no ritmo dos investimentos criou uma assimetria entre a oferta e a capacidade de escoamento.

O plano emergencial e o novo risco para a GD

A resposta regulatória e operacional inclui:

- Plano emergencial de corte de geração na distribuição;
- Inclusão de GD e MMGD no processo de corte coordenado;
- Exigência de planos detalhados em prazos curtíssimos para as distribuidoras.

Isso empurra a distribuição para um novo patamar tecnológico. A GD é pulverizada,

conectada à baixa tensão e heterogênea em equipamentos, **não pode ser controlada com ferramentas pensadas para um sistema centralizado.**

Para endereçar essa nova realidade, o setor precisa de:

- Controle remoto de ativos de geração distribuída;
- Comunicação bidirecional em larga escala;
- Visibilidade fina da rede, com granularidade de alimentador/trafo/poste;
- Protocolos interoperáveis entre equipamentos e sistemas;
- DERMS;
- Smart Inverters com capacidades avançadas de controle.

Sem essa infraestrutura, a GD deixa de ser ativo e passa a ser risco sistêmico, o curtailment se torna recorrente, caro e socialmente difícil de explicar.

DERMS + Cibersegurança: o coração da operação distribuída moderna

A execução segura do plano de curtailment e de qualquer esquema de controle avançado na distribuição exige duas fundações tecnológicas e organizacionais.

A. DERMS (Distributed Energy Resource Management Systems)

O DERMS torna possível:

- Visibilidade granular da GD, em tempo quase real;
- Previsibilidade da intermitência e de impactos locais na rede;
- Controle coordenado e seletivo de ativos distribuídos;
- Integração com medidores inteligentes, sistemas de telemedição e SCADA;
- Execução de esquemas de corte, alívio de carga e resposta a demanda com precisão.

Sem DERMS, não há curtailment inteligente, há apenas remendos operacionais e risco de “apagão regulatório”, em que a regra existe, mas a infraestrutura não permite cumprimento de forma eficiente e segura.

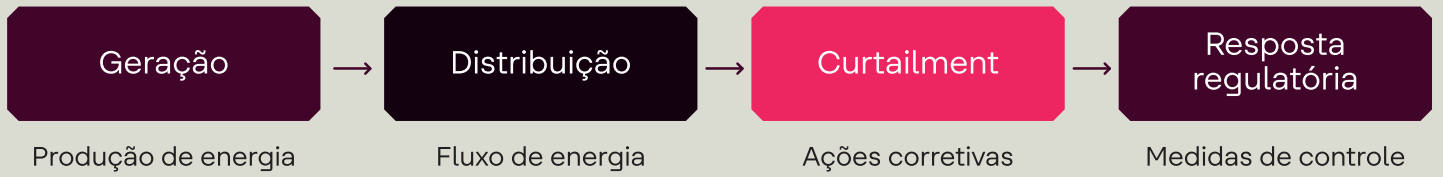
B. Cibersegurança: agora tema de operação, não de TI

Com o controle remoto da GD e a massificação da telemedição, a superfície de ataque cresce de forma significativa.

A RN 964/2021 já coloca a segurança cibernética como obrigação regulatória, com procedimentos, monitoramento e notificação obrigatória de incidentes relevantes. Na prática, isso significa que:

- Cibersegurança deixa de ser “projeto de TI” e passa a ser **requisito de resiliência operacional**.
- Ataques cibernéticos passam a ter efeito direto na continuidade do serviço e na confiabilidade percebida pelo regulador.





Capítulo 04

Critérios probabilísticos, a revolução da confiabilidade

Se DERs e curtailment expõem a fragilidade da infraestrutura física, a transição para critérios probabilísticos expõe a fragilidade do **modelo de planejamento baseado em regras fixas**, que sustentou o setor elétrico por décadas, mas já não acompanha a dinâmica atual do sistema.



Por que o modelo determinístico chegou ao limite?

Historicamente, o planejamento e a operação das redes foram guiados por **critérios determinísticos**, principalmente o **N-1** e o **N-2**.

Esses critérios funcionam de forma simples:

- **N-1:** A rede deve continuar operando mesmo que um equipamento importante falhe (uma linha, um transformador, um disjuntor);
- **N-2:** A rede deve suportar uma falha mais uma intervenção programada.

Esse modelo trouxe **segurança**, mas a um custo elevado. Ele pressupõe cenários fixos e raros (apenas algumas contingências), e não múltiplas combinações de risco, demanda e geração ao longo do tempo.

Por isso, nos últimos anos, passou a gerar três efeitos colaterais significativos:

- **Superdimensionamento da infraestrutura**, porque a regra exige redundância mesmo quando o risco real é baixo;
- **Custos elevados**, que são repassados as tarifas;
- **Baixa flexibilidade operacional**, já que o modelo não avalia variações simultâneas de demanda, renováveis e contingências.

Em um sistema onde há:

- Mais fontes intermitentes (eólica, solar);
- Mais geração distribuída conectada a baixa tensão;
- Mais variabilidade e imprevisibilidade de carga (como recarga de VEs);
- Mais transações no mercado livre.

O modelo determinístico deixa de refletir a realidade, e passa a ser **caro, rígido e impreciso**.

A transição para modelos probabilísticos

ANEEL e MME já colocaram a mudança de critério na agenda. A adoção de critérios probabilísticos permite:

- Análise de risco mais granular e consistente com a realidade;
- Otimização de investimentos em reforços e ampliações;
- Planejamento adaptativo em cenários incertos e em permanente mudança;
- Redução dos custos de operação e expansão, com impacto direto na modicidade tarifária.

Esse movimento força um salto tecnológico e de governança de dados. Deixa de ser possível “planejar por regra” e passa a ser obrigatório **planejar por evidência**, com base em:

- Big Data;
- IA e modelos de machine learning;
- Simulações estocásticas de fluxo de potência e confiabilidade;
- Integração entre modelos de transmissão (T) e distribuição (D);
- Digitalização sistemática de ativos, falhas e intervenções.

A stack tecnológica obrigatória


O novo modelo exige uma combinação de ferramentas e capacidades, incluindo:

- Softwares avançados de análise de redes;
- **Data Lakes operacionais**, concentrando dados de medição, falhas e intervenções;
- **Plataformas de Analytics e IA**, capazes de rodar modelos probabilísticos em larga escala;

- Processos robustos de **governança de dados**, conforme RN 1000/2021 e iniciativas como a CP 026/2025.

A empresa que enxergar isso apenas como “mais uma exigência regulatória” perderá a oportunidade de transformar compliance em vantagem competitiva, quem dominar o uso de dados e modelos probabilísticos toma melhores decisões de investimento e passa a dialogar com a ANEEL em outro patamar técnico.





“O modelo probabilístico é a maior mudança no planejamento das redes em 20 anos.”

Modelo N-1

- Critérios fixos e eventos previsíveis.
- A rede deve suportar a perda de um único equipamento crítico.
- Segurança baseada em contingências específicas [cenários críticos].
- Custos elevados devido a superdimensionamento e redundância.
- Planejamento rígido, sem flexibilidade.

Modelo Probabilístico

- Critérios flexíveis e eventos aleatórios.
- Avalia milhares de combinações e cenários de risco.
- Segurança baseada em probabilidades de falhas, picos de demanda, variabilidade.
- Custos mais baixos devido à otimização de recursos e flexibilidade.
- Planejamento adaptativo, tolerância a incertezas.

Capítulo 05

Open Energy e a migração em massa para o mercado livre

A terceira camada da transformação é de mercado, o **Open Energy** é, ao mesmo tempo, um projeto de dados, de tecnologia e de modelo de negócio.

Digitalização como pré-requisito para milhões de novos consumidores

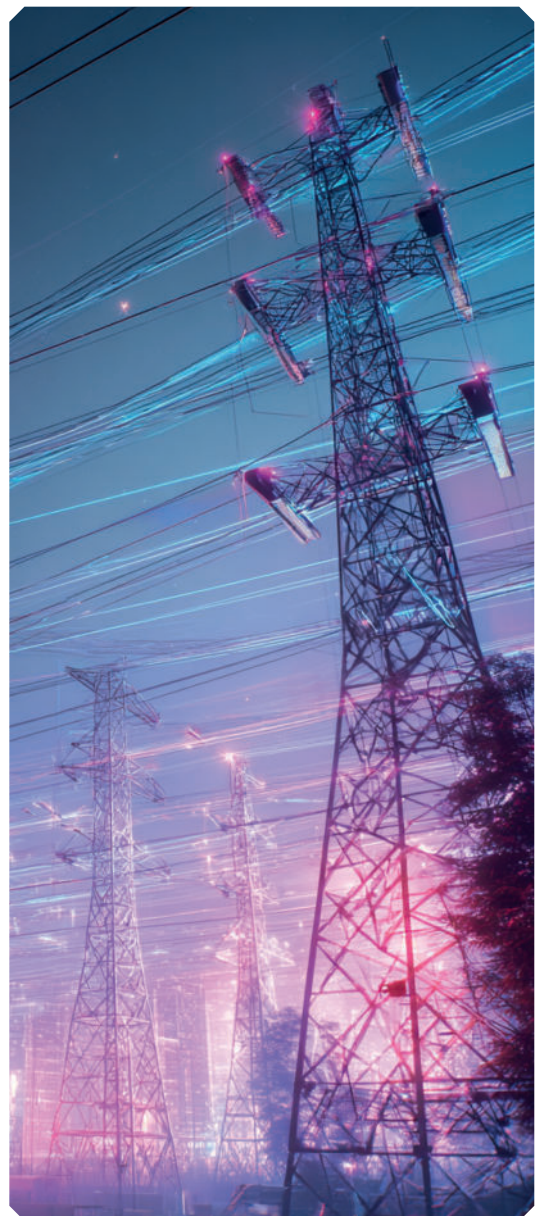
A abertura total do mercado em 2027 altera profundamente o papel das distribuidoras, que deixam de ser apenas “donas da conta de luz” e passam a operar em um ambiente com:

- Múltiplos comercializadores varejistas;
- Consumidores de baixa tensão com liberdade de escolha;
- Necessidade de integração fina com a CCEE e com plataformas de mercado.

O Open Energy exige:

- Compartilhamento seguro e padronizado de dados de consumo;
- Medição digital confiável e auditável;
- Interoperabilidade entre CCEE, distribuidoras, comercializadoras e agregadores;
- Aderência rigorosa a LGPD;
- Comunicação bidirecional em uma rede massiva e heterogênea.

Sem medição digital, o ACL (Ambiente de Contratação Livre) em baixa tensão simplesmente **não escala**, não há como precificar, faturar, liquidar e monitorar contratos com a granularidade e a frequência necessárias.



O Supridor de Última Instância (SUI), o mecanismo que garante continuidade e reduz risco na abertura de mercado

Com a abertura total do mercado livre (ACL), cresce o risco de que consumidores fiquem temporariamente **sem contrato**, seja por inadimplência, erro operacional, falência de comercializadoras ou rescisão antecipada.

Para evitar que milhões de consumidores fiquem desabastecidos ou retornem desorganizadamente ao mercado regulado, a ANEEL criou a figura do **Supridor de Última Instância (SUI)**.

Como funciona o SUI



Consumidores ficam sem contrato



ANEEL designa o SUI do ACL



SUI assume clientes descontratados



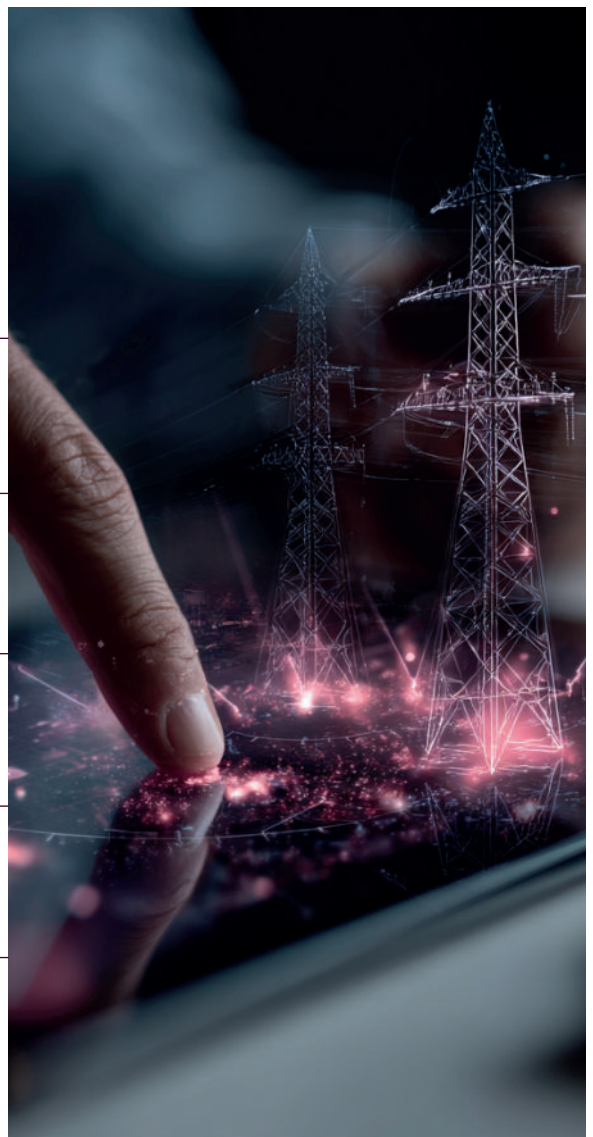
Serviço por até 180 dias, tarifa específica




Consumidor migra para um novo fornecedor

O SUI garante fornecimento contínuo ao cliente descontratado de forma temporária (até 180 dias), dando tempo para contratar um novo fornecedor no mercado livre.

A abertura plena só se sustenta com esse tripé, **governança, previsibilidade e tecnologia**. Quem não tiver essa estrutura não conseguirá suportar a volatilidade contratual nem o escrutínio regulatório que acompanham a expansão do mercado livre.





Para operar esse mecanismo, o sistema elétrico precisa de uma infraestrutura digital robusta:

Requisitos tecnológicos para o Open Energy

Governança de Dados

Mais controle, qualidade e conformidade no tratamento e na análise de dados.

Plataformas Seguras

Ambientes seguros e confiáveis para integração e compartilhamento de dados.

Recursos Escaláveis

Infraestrutura digital robusta e flexível, capaz de lidar com grandes volumes de dados.

Capítulo 06

Roadmapping financeiro: incentivos, custos e a economia da digitalização

A transformação tecnológica descrita até aqui, DERMS, AMI, probabilístico, Open Energy, só se viabiliza se a regulação também evoluir na dimensão econômica.

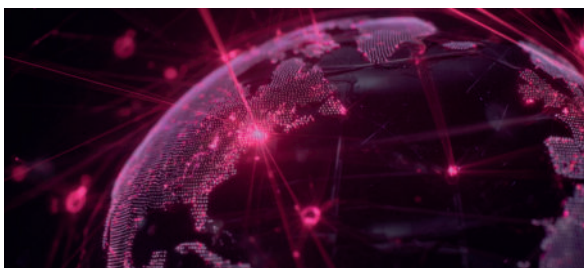
O problema estrutural: benefícios coletivos, custos concentrados

Em toda a América Latina, se observa o mesmo padrão, os custos da digitalização recaem sobre poucos agentes, enquanto os benefícios se distribuem pelo sistema inteiro.

Por isso, a digitalização compulsória de redes (como o mínimo de 4% de MIs determinados pela Portaria 111/2025) deve ser orientada por critérios claros, que maximizem o retorno sistêmico:

- Áreas com alto potencial de redução de perdas não técnicas;
- Circuitos críticos de GD e curtailment;
- Regiões com maior densidade de DERs e maior risco operacional.

A questão não é “se” digitalizar, mas **onde começar e como equilibrar custo, risco e benefício regulatório.**



Incentivos regulatórios: a Alternativa 4 como virada de chave

A ANEEL propõe, via CP 3/2025, uma mudança estruturante na lógica de incentivo: Incentivo a Receita Incremental + Estímulo à Inovação, com progressão de 5% para 20% de compartilhamento reduzido em 10 anos.

Isso sinaliza que:

- Inovar passa a valer economicamente;
- Digitalizar deixa de ser apenas custo e passa a ser **investimento estratégico**;
- Receitas de novos serviços (Smart Grid, DERMS, dados, flexibilidade) não serão capturadas integralmente pela modicidade tarifária.

Na prática, é o maior movimento regulatório de incentivo à inovação desde a década de 2000, criando espaço econômico para que as distribuidoras invistam nas soluções caras, mas necessárias, para:

- Mitigar o curtailment (DERMS, AMI, automação);
- Adotar o planejamento probabilístico (dados, modelos, IA);
- Viabilizar o Open Energy (plataformas, integrações, segurança).

“A Alternativa 4 é a virada econômica da digitalização.”

Comparação de Modelos de Incentivo

	Modelo Tradicional	Modelo Alternativa 4
Foco	Receita incremental	Receita incremental + Inovação
Investimentos	Capital intensivo e focado em reforços físicos	Estratégico, voltado à digitalização (DERs, AMI, big data, analytics e IA)
CrITÉrios de Incentivo	Receita permitida por retorno fixo (base de ativos RAB)	Progresso do percentual de compartilhamento em 10 anos (5% → 20%)
BenefÍcios Esperados	Mitiga custos de reforços convencionais	Promove soluções digitais, mais inovadoras e competitivas

Conclusão e recomendações estratégicas

A convergência dos quatro vetores da transformação

A RN 1.133/2025 não é apenas uma norma de organização interna. Ela é o **habilitador institucional** que permite a ANEEL responder com agilidade a quatro vetores que definem o futuro do setor elétrico brasileiro:

- **E-Compliance e Governança de Dados;**
- **Gestão inteligente de DERs e mitigação do curtailment;**
- **Critérios probabilísticos e uso intensivo de Big Data e IA;**

- **Open Energy e a abertura total de mercado até 2027.**

Digitalização deixa de ser escolha e se torna condição de operação, de competitividade e de permanência no jogo regulatório.

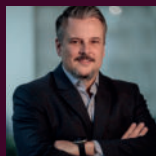
Próximos passos recomendados para utilities.

1. Acelerar OT/IT para DERs e Open Energy	2. Elevar a cibersegurança ao nível de operação	3. Investir imediatamente em Data Governance e capacidade analítica
<p>Implantação de AMI, IoT e SCADA avançado;</p> <p>DERMS interoperável com sistemas legados e futuros;</p> <p>Smart Inverters e controle bidirecional na borda da rede.</p>	<p>Conformidade plena com RN 964/2021;</p> <p>Hardening de OT e redes industriais;</p> <p>SOC unificado TI+TO, com visibilidade de DERs e ACL;</p> <p>Resposta a incidentes integrada aos modelos operacionais e regulatórios.</p>	<p>Saneamento e integração de bases técnicas, comerciais e operacionais;</p> <p>Adoção de modelos probabilísticos de planejamento e operação;</p> <p>Analytics preditivo aplicado a falhas, perdas e confiabilidade;</p> <p>Produção sistemática de evidências digitais auditáveis para processos regulatórios e revisões tarifárias.</p>

O setor elétrico brasileiro entra, de forma definitiva, no ciclo da **Regulação 4.0**, dados, tecnologia e digitalização passam a ser tão estruturantes quanto linha, torre e

transformador e, em muitos casos, serão o fator que definirá quem lidera e quem apenas reage.

Conectamos
talento, tecnologia
e negócios para
gerar crescimento e
impacto positivo e
sustentável.



Maurício
Piazza

Diretor de Energia e Utilities
mpiazza@minsait.com



Henrique
Florido

Diretor de Inovação
hcordeirof@minsait.com

Alameda Mamoré, 687 - 16º Andar
Alphaville - Barueri - SP

minsait.com

 **MINSAIT**