

1. Provoz distribuční soustavy.

Liberalizace a v některých případech také převod z obecně prospěšné společnosti do formy soukromého vlastnictví přináší změny v regulovaných distribučních společnostech s názvem provoz DS (PDS):

PDS jsou státem regulované akciové společnosti které mají umožnit připojení všem odběratelům a bez diskriminace umožnit dopravu elektrické energie podle jejich požadavků od svobodně voleného dodavatele.

Pro členy EU vymezuje základní legislativní požadavky pro tvorbu podnikatelského prostředí v elektroenergetice směrnice Evropského parlamentu a Rady 96/95EC a její změny z roku 2002. Hlavní motivy pro změnu směrnice plynou ze zkušeností při aplikaci od prosince 1996 a z potřeb prosazovat koncepční zásady v EU. V následujícím jsou vybrány některé zásadní motivy nebo problémy:

- 1) Problém dostatečnosti rozvoje volného trhu s elektřinou a odstranění překážek na trhu. Oblasti nutných změn:
 - Neuspokojivá rychlost přechodu odběratelů mezi oprávněné. Obtíže s určením spotřeby pro malé odběratele bez tak zvaného průběžného měření.
 - Malý počet oprávněných zákazníků zapojených na nn síť mění dodavatele elektřiny.
 - Malý rozsah trhu s elektřinou který zůstává do značné míry lokální. Na příklad OTE ČR v roce 2005 měl 50 subjektů zúčtování a 5 tranzitérů s celkovým objemem 402 GWh. Objem dvoustranných smluv byl 57 665 GWh.
 - Povinnost udávat zákazníkovi strukturu dodané elektřiny podle původu z hlediska použitého paliva.
 - EU vydala směrnice která zavádí zpoplatnění tak zvaných externalit formou daně z energie. Doporučuje při stanovení výše daně nevolit velké odchylky od průměru EU. neboť tím ovlivní konkurenční podmínky.
- 2) Zabezpečení nediskriminace přístupu výrobců a odběratelů do PS a DS. Předpokládané změny a problémy:
 - Rozdělení vlastnictví ve vertikálně organizovaných společnostech jejichž částí jsou PS nebo DS.
 - Zveřejňování rezervní kapacity zařízení DS pro dané období;
 - Povinnost zveřejňovat stav péče o DS a rozvoj PS pro veřejnost a MPO;

- V případě PPS je hledáno řešení financování rozvoje propojení sítí mezi sousedními státy také uvnitř států.
 - EU v posledních letech zveřejňuje seznam důležitých vedení 380kV a nových zdrojů jako podporu při projednávání potřebných formalit pro realizaci. Konstatuje, že na realizaci takových vedení někdy nestačí ani 10 let.
- 3) Zabezpečení kvality dodávané elektrické energie a vyrovnané bilance výkonu i energie a také kvality služeb PPS a PDS. Rozvoj privatizace klade nároky na dohled nad podnikáním v daných oborech:
- Zavádí možnost veřejného výběrového řízení na nový výrobní zdroj elektřiny. Podmínkou je, že trh nezajistí potřebnou výstavbu.
 - V rámci subsidiarity stanovit v jednotlivých státech lhůtu pro provedení připojení a opravy zařízení.
 - Předpokládá koordinovanou činnost regulátorů v EU. V některých zemích kde dosud nebyl regulátor, byl tento úřad zaveden.
- 4) Opatření k naplnění koncepčního záměru „Trvale udržitelného rozvoje“:
- Všechny státy členové EU se zavázali řešit podporu OZE a přijali závazek podporovat rozvoj tak, aby vzrostlo krytí spotřeby energie výrobou z OZE v přijaté výši pro jednotlivé státy. Rozsah stanovuje směrnice č 2001/77 EC jako orientační cílové hodnoty k roku 2010.
 - EU doporučuje také vytvářet podmínky pro rozvoj decentralizovaných zdroju elektřiny v distribučních sítích.
 - EU připravila další směrnice pro oblast racionalizaci spotřeby. Prvá část byla orientována na hodnocení velikosti ztrát v PPS a PDS. Dále doporučila zveřejňování údajů o spotřebě na tak zvaných štítcích členících spotřebiče podle měrné spotřeby do tříd. EU nyní předpokládá obdobné štítky pro stavební objekty z hlediska spotřeby tepla a počítá s prováděním auditů. Předpokládá větší úlohu PDS v této oblasti.
- 5) Zavedení samostatného účetnictví v společnostech PPS a PDS.

Aplikace některých požadavků EU v naší legislativě. PDS a provoz přenosové soustavy (PPS) jsou licencované činnosti dle zákona 458/2000 Sb § 4 až 11.

1). § 11 Práva a povinnosti držitelů licencí vymezuje povinnosti držitele:

- vykonávat licencovanou činnost tak, aby byla zajištěna spolehlivá a trvale bezpečná dodávka energie,
- uskutečňovat dodávku energie pouze na základě smlouvy s odběratelem,

- zajistit, aby k výkonu licencované činnosti byla používána technická zařízení, která splňují požadavky bezpečnosti a spolehlivosti stanovené právními předpisy a technickými normami,
- zajistit, aby práce spojené s výkonem licencované činnosti byly prováděny osobami s odbornou způsobilostí,
- poskytovat MPO, ERU a SEI pravdivé a úplné informace a podklady nezbytné pro výkon jejich zákonem stanovených oprávnění a umožnit jim přístup k zařízením, která k výkonu licencované činnosti slouží,
- být účetní jednotkou podle zvláštního právního předpisu a sestavovat a předkládat ERU regulační výkazy podle tohoto zákona,
- zachovávat mlčenlivost o skutečnostech charakteru obchodního, technického a finančního, o kterých se dozvěděl od svých zákazníků,
- dodržovat stanovené parametry kvality dodávek a služeb a v případě jejich nedodržení poskytovat vyhláškou stanovenou náhradu

2) Držitel licence předkládá k rozhodnutí ERU sporné záležitosti týkající se dodávek energie, poskytování podpůrných služeb, odmítnutí připojení do sítě, odmítnutí přenosu elektřiny, distribuce elektřiny odmítnutí přidělení kapacity mezinárodních propojovacích vedení přenosové nebo distribuční soustavy, odmítnutí uzavření smlouvy o prodeji energie nebo bezdůvodného přerušení její dodávky.

3) Zákon 458/2000 Sb v § 12 řeší případ kdy provozovatel DS vyhlásí konkurs. ERU může určit na dobu jednoho roku náhradního správce – provozovatele.

4) Požadavek na oddělení „Provozovatele DS nebo PS“ z dosud integrovaných vertikálních celků je řešen zařazením nových § 24a, nebo § 25a, které mají zaručit vyloučení ovlivnění provozovatele ze strany výrobce ve vertikální struktuře při jeho rozhodování při poskytnutí PS nebo DS k dopravě elektřiny. Oddělení není chápáno majetkově ale z hlediska nezávislosti rozhodování nezávisle na jiných činnostech vertikální společnosti.

Pro realizaci oddělení platí tato minimální kritéria:

- a) Osoby odpovědné za řízení PPS se nesmí přímo ani nepřímo podílet na řízení organizačních struktur vertikálně integrovaného podniku. Obdobně osoby odpovědné, přímo nebo nepřímo, za běžný provoz jiných oblastí (výroba elektřiny, obchod s elektřinou) nesmí ovlivňovat PPS; Zákaz platí také pro PPS v případě distribuce elektřiny a pro PDS ve vztahu k PPS. Je také zakázáno vykonávat řídicí funkce v těchto dotčených organizacích .
- b) Musí být přijata veškerá vhodná opatření, aby profesionální zájem vedoucích pracovníků odpovědných za řízení PPS nebo PDS zajistil jejich

nezávislé jednání; Tito vedoucí pracovníci nesmí přijímat žádné odměny a jiná majetková plnění od držitelů licence na výrobu elektřiny, obchod s elektřinou v rámci téhož vertikálně integrovaného podnikatele; Totéž platí mezi PPS a PDS.

- c) Management PPS a také PDS musí disponovat skutečnými rozhodovacími právy ve vztahu k majetku nezbytnému k provozování, údržbě a rozvoji PS nebo DS. Výkon musí být nezávislý na vertikálně integrovaném celku; mateřská společnost nesmí udělovat jakékoliv pokyny ohledně běžného provozu a údržby a rovněž nesmí jakýmkoliv jiným způsobem zasahovat do rozhodování o výstavbě či modernizaci částí přenosové soustavy, pokud takové rozhodnutí nejde nad rámec schváleného finančního plánu, či jiného obdobného nástroje; tím není dotčeno oprávnění mateřské společnosti schvalovat roční finanční plán či jiný obdobný nástroj PPS nebo PDS a schvalovat jeho maximální limity zadlužení.

5. Provozovatelé PS nebo DS ve své oblasti přijmou opatření:

- Zamezující diskriminaci účastníků trhu z pohledu přístupu k PS nebo DS;
- Zavádí se povinnost zveřejňovat volnou kapacitu účastníkům trhu;

Obecně se vlivem liberalizace mění struktura dřívějších společností. Existuje zde také vliv zkušeností sousedů a názorů majitelů.

Zákon č 458/2000Sb ukládá v § 25 Provozovateli DS zabezpečit:

- a) spolehlivý provoz a rozvoj DS,
- b) umožnit distribuci na základě uzavřených smluv bez diskriminace.
- c) řízení toků v DS při respektování přenosů elektřiny mezi PS a sousedy.

Další povinnosti a zákazy pro PDS :

- Provozovatel DS nesmí být držitelem licence na přenos elektřiny.
- PDS nesmí obchodovat s elektřinou. Smí pouze nakoupit elektřinu ke krytí ztrát v distribuční síti a vlastní spotřebu při výkonu distribučních služeb.
- PPS nebo PDS jsou povinni vykupovat od výrobců elektřinu z OZE ve své oblasti pokud o to požádají a hradit zelený příplatek stanovený ERU těm kdo prodají elektřinu z OZE na trhu.
- Hradit výrobcům zapojeným do DS poplatky za elektřinu dodanou přímo do DS z rozptýlených zdrojů. Výši poplatku podle napětí kde je výrobce připojen stanovuje ERU. Výše je dána přibližně úsporou ztrát PS a DS ve srovnání s dopravou elektřiny z PS.

Vybrané hlavní druhy procesů v distribuci elektřiny.

A. Majitel má zájem o dosažení co nejlepších hospodářských výsledků.

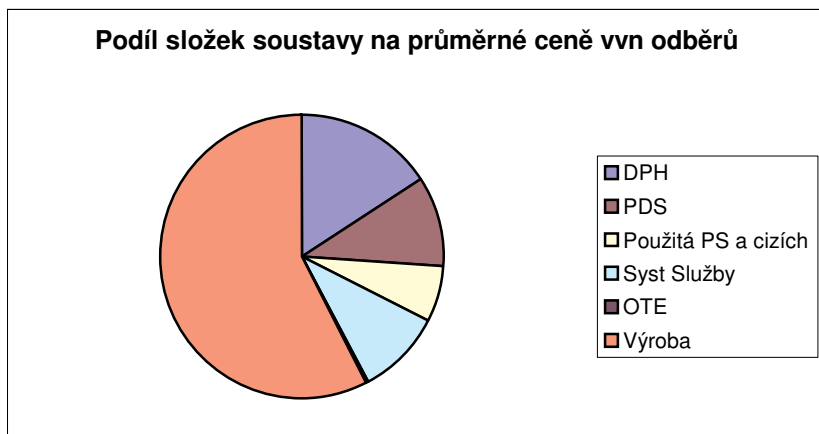
Distribuční společnosti jsou typické velkou hodnotou hmotného investičního majetku. Proto rostou nároky na velikost zisku těchto společností:

Přehled hospodářských výsledků 8 REAS dle staré organizace:

Druh	rozměr	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hrubý zisk	Mil Kč	3235,797	4587,06	5058,61	6846,35	4444,48	8422,87
Čistý zisk	Mil Kč	2230,9	3197,7	3564,95	4905,9	3372	5800,1
Vlastní jmění	Mil Kč	34435,8	37226,1	43386,9	46878,4	48852,5	53810,2
Aktiva	Mil Kč	66460,9	71989,7	85876,63	91758,61	95543,06	97754,27
indexCZ/VK	%	6,48	8,59	8,22	10,47	6,90	10,78
indexHZ/A	%	4,87	6,37	5,89	7,46	4,65	8,62
index CZ/A	%	3,36	4,44	4,15	5,35	3,53	5,93

Obecné klima podnikání s elektřinou.

1. Rozvoj lidské společnosti činí lidskou společnost závislou na elektřině.
Poruchy a rozpad systavy = silné narušení života a může znamenat určitou míru ohrožení.
2. Podnikání v distribuci elektřiny má vysokou kapitálovou náročnost.
3. Podnikání je spojeno s obsluhou velkého počtu odběratelů na velké ploše.
4. Veřejná prospěšnost služeb Provozovatele DS.
5. Velký podíl monopolního charakteru podnikání -důsledek velký vliv státní regulace: Přenos; Distribuce a systémové služby.
6. PDS musí zabezpečovat příjem prostředků od odběratelů elektřiny za určité služby, které vyžaduje elektroenergetická soustava a nejsou přímo vykonávána distributorem.
7. Podnikatel musí zabezpečovat kontinuálně reprodukci distribuční soustavy



Podíly složek na celkové průměrné ceně pro odběratele ze 110 kV za rok 2004 .

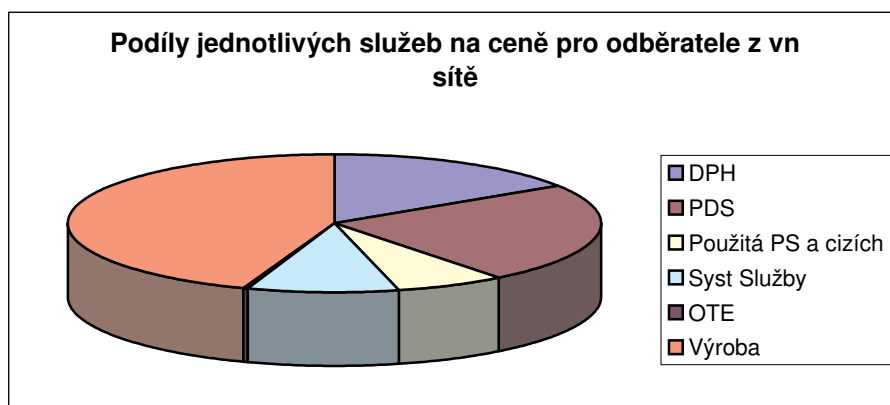
DPH	Služby DS	Služby PS a sousedů	Systémové služby	Služby OTE	Podíl výroby	Celkem
%	%	%	%	%	%	%
15,97	10,1	6,373	9,73	0,297	57,53	100

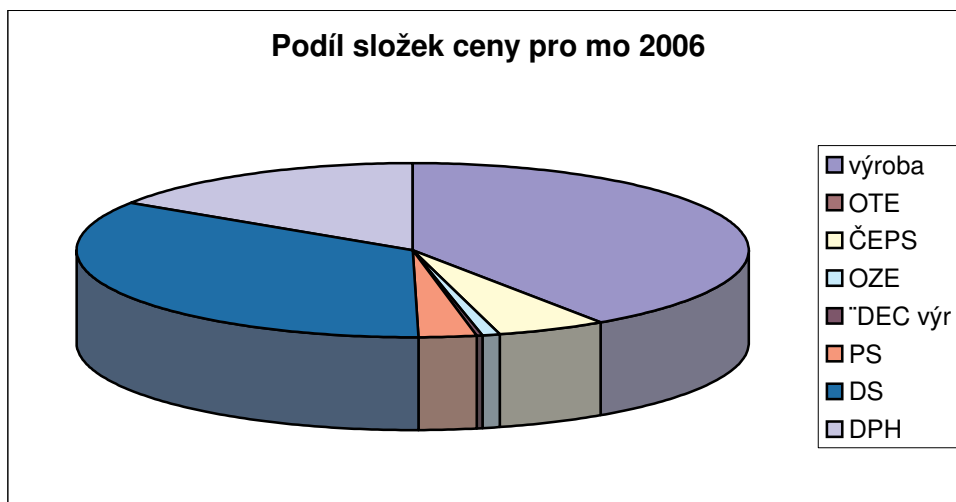
Podíl složek ceny elektřiny pro odběratele z nn sítě rok 2006

výroba	OTE	ČEPS	OZE	DEC výr	PS	DS	DPH
40,44	0,15	5,22	0,94	0,25	2,85	34,17	15,97

Podíly složek ceny pro odběratele z vn sítě rok 2004.

DPH	Služby PDS	Služby PS a sousedů	Systémové služby	Služby OTE	Podíl výroby	Celkem
%	%	%	%	%	%	%
15,97	23,59	6,64	9,21	0,28	44,31	100

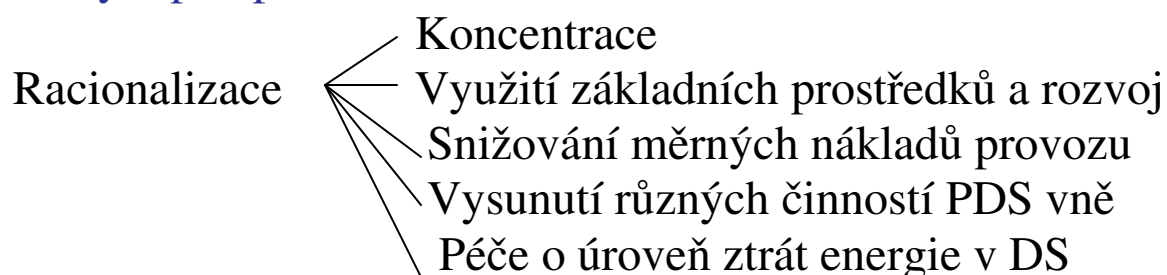




Hlavní úlohy provozovatele při reprodukci distribuční soustavy:

1. Zabezpečit majiteli zisk z PDS v mezích určených ERU.
2. Umožnit připojení k síti všem odběratelům na území vymezeným v licenci a v rozsahu potřeb odběratele.
3. Poskytovat služby odběratelům s potřebnou kvalitou.
4. Zabezpečit kvalitu dopravované elektřiny po DS.

Cesty k prosperitě PDS:



Reprodukční proces v DS z pohledu investice/odpisy za předpokladu, že růst spotřeby elektrické energie je malý. V důsledku racionalizace – spotřebičů a užití elektrické energie se projevuje téměř stagnace.

Poměr investice k odpisům za 5 let v 6 REAS

REAS	Odpisy		investice		Index invest./odpis
	2004	1999 až 2004	2004	1999 až 2004	
	Mil Kč	Mil Kč	Mil Kč	Mil Kč	
1	651,78	4191,04	979,6	5378,2	1,28
2	923,063	4949,265	1286,5	8211,33	1,66
3	842,277	4477,453	1203,9	7680,14	1,72
4	663,507	3574,252	1027,9	7290,8	2,04
5	548,946	2992,855	702	4611,2	1,54
6	715,45	4561,76	1252	7920,63	1,74

Snižování nákladů PDS *- strukturu nákladů v REAS

Struktura nákladů vybraných REAS:

	REAS 1	podíl	REAS 2	podíl	REAS 3	Podíl	REAS 4	podíl	celkem	Podíl
	MKč	%	MKč	%	MKč	%	MKč	%	MKč	%
Opravy	363,3	8,22	340,5	6,21	510,4	11,11	398,3	13,34	1612,5	9,22
Obsluha	568,05	12,85	455,25	8,31	542,24	11,80	347,57	11,64	1913,11	10,94
Podpůrné	103,4	2,34	473,1	8,63	112,88	2,46	443,37	14,85	1132,75	6,48
Společné	175,4	3,97	305,2	5,57	172,46	3,75	222,45	7,45	875,51	5,01
Přenos a j	2104,2	47,60	2534,5	46,24	1914,3	41,67	1068,4	35,78	7621,4	43,59
Ztráty	428,2	9,69	637,3	11,63	420,97	9,16	234,6	7,86	1721,07	9,84
ostatní	87,8	1,99	146,9	2,68	342,8	7,46	-19,07	-0,64	558,43	3,19
Odpisy	590,7	13,36	588,8	10,74	577,8	12,58	290,26	9,72	2047,56	11,71
Celkem	4421,05	100,00	5481,55	100,00	4593,85	100,00	2985,88	100,00	17482,33	100,00

Struktura investic a oprav ve vybraných REAS

druh	REAS 1	REAS 2	REAS 3	REAS 4
	M Kč	MKč	MKč	MKč
Investice	652,2	806,8	930,38	358,15
Opravy	284,3	89,54	487,775	347,97
celkem	936,5	896,34	1418,155	706,12
Index inv/celkem	1,59	1,52	2,45	2,43

Připojování odběratelů a výrobců:

- a) Otázka velikosti rezervovaného výkonu ze sítě;
- b) Problém zabezpečení spolehlivosti dodávky a účasti odběratele na zvýšení zabezpečení
- c) Hodnocení rizik plynoucích pro PDS ze změn u odběratelů.
- d) Podíl na investici spojených s připojením.

Podmínky připojení k DS pro odběratele a výrobce jsou definovány v Pravidlech provozování DS (PPDS):

- Pro odběratele zveřejňuje PDS údaje o volné kapacitě vedení 110 kV a TR 110kV/vn. PPDS pak podávají podrobný přehled údajů které jsou zapotřebí pro projednání připojení.
Při připojení výroben je nutné rozlišit velikost instalovaného výkonu:
 - Prvá skupina elektrárny do 5 MW
 - Druhá skupina elektrárny 5 až 30 MW
 - Třetí skupina elektrárny nad 30 MW kde je třeba autorizace MPO pro výstavbu takové elektrárny. Technické podmínky jsou blíže rozvedeny v příloze č 4 PPDS.

Jedná se zejména o následující problémy:

- Změnu napětí při připojení nebo náhlém odpojení výrobního zdroje. Vyžaduje se aby změna napětí byly menší než $\pm 2\%$ pro 110kV nebo vn napětí. Pro nn síť je tolerance $\pm 3\%$. Podmínky jsou také závislé na četnosti změn.
- Dále s požaduje aby podle charakteru stroje byl zdroj schopen pracovat v mezích $\cos \varphi$ jalových 0,85 nebo kapacitních $-0,95$.
- Požaduje s rovněž zachování čistoty sinusového průběhu v síti.

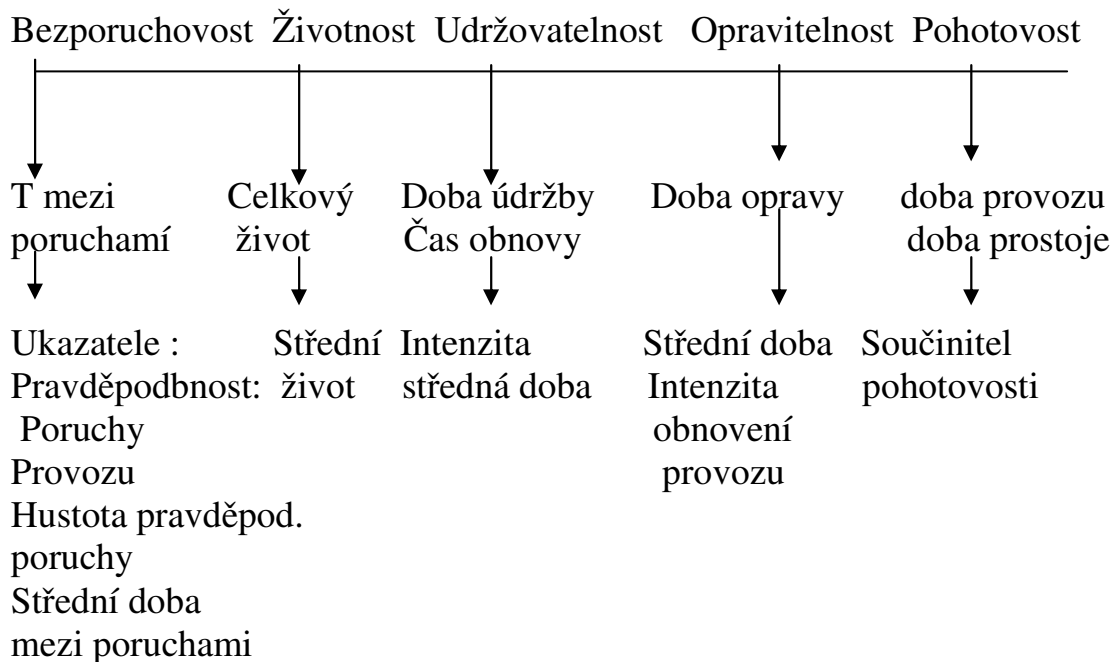
Příloha č 4 PPDS obsahuje také vzorová schéma zapojení různých typů zdrojů do DS.

Služby odběratelům:

- Opravy poruch,
- Připojení odběratelů,
- Měření odběru a odečty
- Jiné služby

Kvalita dopravované elektřiny.

Council of European Energy regulators/WG on Quality of Electricity Supply



- Komerční kvalitu = kvalitu vztahu dodavatel – odběratel
- Kontinuitu dodávky- Charakterizovanou počtem a délkou trvání přerušení;
- Napěťová kvalita :
 1. hodnoty průběhu frekvence,
 2. průběh sinusovky,
 3. symetrie,
 4. Časový průběh dlouhodobý a krátkodobý

Jiná kritéria hodnocení kvality

- Důležitá pro zákazníky;
- Řiditelná pro podnikatelské společnosti;
- Měřitelná regulátorem;

Dodávková kontinuita - Spolehlivost.

Hlavní formy:

- Druh přerušení: plánovaný a neplánovaný;
- Doba každého přerušení standart EN 50 160:
 - Dlouhodobá = delší než 3 min
 - Krátkodobá = ostatní
- Napěťovou úroveň přerušení: nízko, středně a vysoko napěťové,

- Příčiny přerušení –a) Síťové; b) Výrobně systémové

Výrobně systémová spolehlivost provozu.

Výkonová rovnováha: $P_{zat} = P_{výr}$

Porušení rovnováhy $P_{zat} = P_{výr} \Rightarrow \pm \Delta f$

Změna $Q_{zat} = Q_{výr} \Rightarrow \pm \Delta U$

Síťová spolehlivost dodávky elektřiny.

Je upravena vyhláškou ERU č 540/2005 Sb z roku 2005 která nahradila vyhlášku 306 z roku 2001.

Technické kritéria spolehlivosti dodávky elektřiny:

- Přerušení pro plánované manipulace a úkony.
- Poruchové přerušení = stochastický jev.

Podle vyhlášky 540/2005 je měřena kontinuita přenosu nebo distribuce:

U provozovatele distribuční soustavy:

1. Četnost přerušení distribuce elektřiny daná počtem přerušení distribuce elektřiny za kalendářní rok; četnost přerušení se udává ve tvaru přerušení/rok/zákazník= SAIFI –Systém Average Interruption Frequency Index;

2. Souhrnná doba trvání všech přerušení distribuce elektřiny v minutách za kalendářní rok; souhrnná doba se uvádí ve tvaru minuta/rok/zákazník; SAIDI = Systém Average Interruption Duration Index;

3. Průměrná doba trvání jednoho přerušení distribuce elektřiny v minutách za kalendářní rok; průměrná doba trvání se uvádí ve tvaru minuta/přerušení

Tento systém měrných ukazatelů - obecných standardů převzatých od sdružení regulátorů má také některé specifika:

a) Výhody:

- Umožňují srovnání mezi společnostmi i mezinárodně;
- Vliv dopadu poruch je více závislý na počtu odběratelů,

b) Nevýhody:

- Ukazatele jsou méně vhodné pro určení spolehlivosti dodávky pro odběratele zapojeného do daného místa DS kde je jiná četnost výpadků než je průměr.
- Korektní přiřazení počtu postižených odběratelů pro jednotlivé případy poruch při respektování okamžitého zapojení sítě, nebo provedených úprav konfigurace v síti je podmíněno rychlostí zahrnutí těchto změn do informačního systému pro hodnocení poruch.

- Nezobrazují výkonovou závažnost výpadků velkých odběratelů, což při nehomogenní skladbě odběrů může vést ke zkreslení srovnávaných výsledků.
- Předpokládaný systém měrných ukazatelů obtížně popsuje rozdíly ve spolehlivosti, které mohou vznikat v jednotlivých oblastech uvnitř podnikatelských celků.

U provozovatele přenosové soustavy jsou zavedeny následující ukazatele:

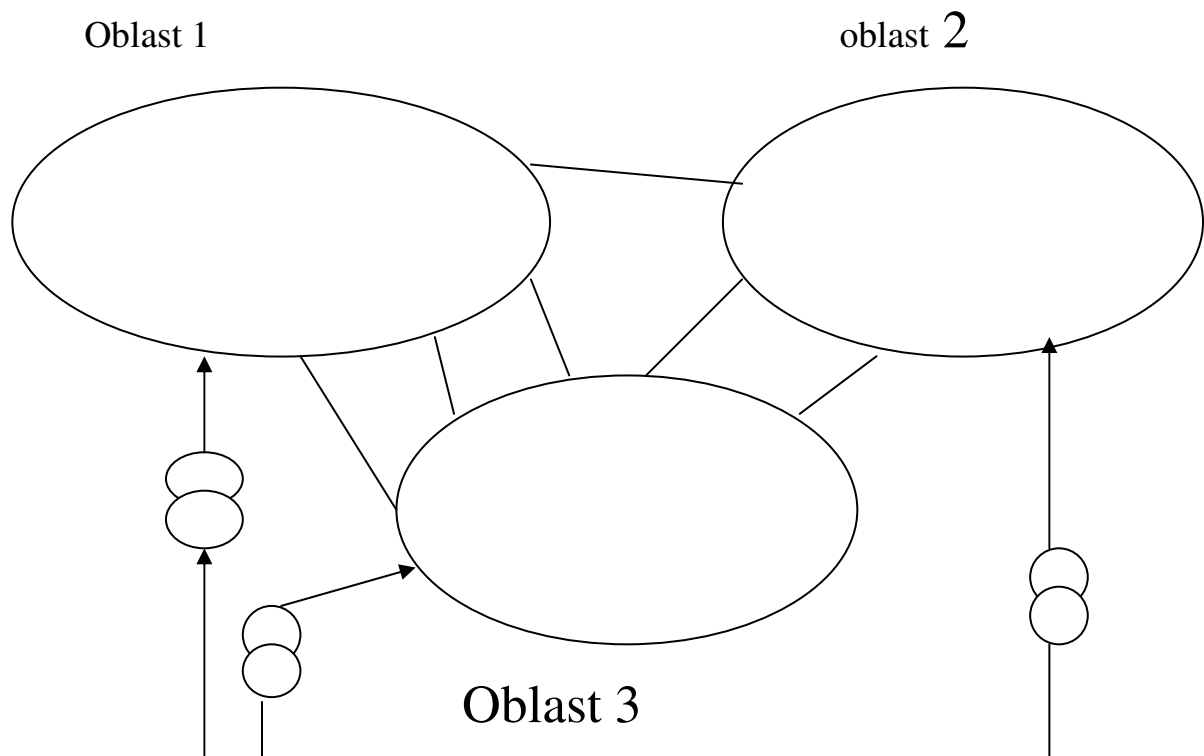
1. Průměrná doba trvání jednoho přerušení přenosu elektřiny v minutách za kalendářní rok,
2. Průměrný počet přerušení přenosu elektřiny vztažený na jeden transformátor, s výjimkou vazebních transformátorů 400/220 kV.

Tento systém ukazatelů je odlišný od ukazatelů pro PDS vzhledem k tomu, že v rozvoji PS je striktně uplatněno kritérium n – 1.

Hodnoty ukazatelů standardu plynulosti přenosu nebo distribuce elektřiny na kalendářní rok dopředu zveřejní Úřad v Energetickém regulačním věstníku a způsobem umožňujícím dálkový přístup nejpozději do 30. listopadu předcházejícího roku

- Při provozu i návrzích sítě vvn – kritérium n – 1.
- Kritérium n-2; Při kumulaci poruch a řešení údržbových prostojů.
- Výkonově nevyrovnaná oblast:

Není dodržena výkonová bilance mezi kapacitou přívodu přes napájecí transformátor a maximum spotřeby v daném místě. Modifikace kritéria n-1.



Rozlišujeme poruchovostní ukazatele:

1. Z pohledu provozovatele sítě pro potřeby optimalizovat údržbu.
2. Z pohledu uživatelů distribuční služby pro co nejmenší počet výpadků a součtu délek přerušení za rok.

Podmínky pro statistická kritéria spolehlivosti.

1. Nutnost definice souboru s obdobnými vlastnostmi;
2. Analýza spolehlivosti definovaného souboru;
3. Aplikace statistické charakteristiky na prvek.
4. Nutnost dostatečně velkého počtu prvků v souboru pro věrohodnost zobecnění výsledku.
5. Třídění podle doby trvání přerušení dodávky.
6. Podmíněné poruchy (skrytou, přenesenou závadou).
7. Početní a výkonová závažnost přerušení.
8. Třídění podle požadovaného stupně zabezpečení.

Souhrnná kritéria spolehlivosti sítí.

- a) Počet výpadků za rok na souboru.
- b) Četnost výpadků na zvolenou jednotku.
- c) Celková doba trvání výpadků za rok
- d) Průměrná doba trvání výpadku.
- e) Nedodaná energie za rok z důvodů přerušení dodávky elektřiny
- f) Poměrná veličina nespolehlivosti dodávky elektřiny:

$$q = A_v / (A_{dod} + A_v)$$

A_v je nedodaná elektřina v daném roce

A_{dod} je elektřina dodaná k danému souboru odběratelů.

Poměrná spolehlivost dodávky:

Náhradní způsob určení nedodané el. energie

$$\lambda = A_{dod} / (A_{dod} + \Sigma P^* t) = 1 - \Sigma P^* t / (A_{dod} + \Sigma P^* t)$$

$\Sigma P^* t$ suma nedodané energie

- g) Obdobný ukazatel z časových údajů

$$q_1 = t_v / 8760$$

$$q_1 = t_v / (t_z + t_v)$$

g) Definice relativního počtu postižených odběratelů výpadkem.

Pojmy pro charakteristiku náhodné veličiny.

Distribuční funkce $F(x)$ Hodnoty leží $\langle 0, 1 \rangle$

$F(x)$ je pravděpodobnost která je vždy v intervalu 0 až 1.

Distribuční funkce informuje jaká je pravděpodobnost, že výpadek bude odstraněn do určitého časového limitu.

Hustota pravděpodobnosti:

$$f(x) = dF(x)/dX$$

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t) dt$$

Hustota pravděpodobnosti informuje jaké je rozložení pravděpodobnosti doby trvání výpadku.

Četnost výpadků λ v určitém místě sítě podává informaci jaký je pravděpodobný počet přerušení za stanovené období.

Průběh poruchovosti – Vanová křivka

- Počátek provozu má vyšší četnost poruch.
- Konec, vyčerpání životnosti roste opět počet poruch

Formy ovlivnění četnosti poruch:

- Diagnostika složitějších a dražších zařízení.
- Preventivní opravy zařízení; zejména s rotujícími částmi.

Forma ovlivnění délky trvání poruch:

Rozborem jednotlivých fází odstranění poruch

1. Stav zařízení z hlediska automatizace likvidace přerušení.
Podmínka vhodnost schématu sítě.
2. Posouzení možnosti zkrácení jednotlivých časových úseků likvidace.
 - a) Mobilizace personálu k likvidaci poruchy

- a) Vymezení vadného úseku a obnovení dodávky do ostatních míst.
- b) Oprava poškozeného zařízení.
- c) Příprava k zapnutí opraveného úseku a samotné zapnutí.

Ukazatel pohotovosti zařízení:

Ukazuje kolik hodin z roční doby 8760 hodin bylo zařízení k provozu schopné.

$$t_r = \sum t_i / 8760 * a$$

a je počet posuzovaných prvků.

$$\sum t_i = \sum t_{ipr} + \sum t_{ipor}$$

$\sum t_{ipr}$ součet doby přerušení dodávek pro prevenci a manipulace.

$\sum t_{ipor}$ součet doba přerušení dodávky pro poruchy.

Krátkodobá přerušení nebo poklesy U.

Monitorováno 550 míst 25 dnů na nn straně, cca 10% míst bylo na vn straně transformátoru.

Kumulativní poklesy nn napětí za rok.

Amplitud a	1cykl	6cyklů	10cykl ů	20cykl ů	0,5sec.	1sec.	2sec
0,9 U _n	98,0	84,0	84,0	67,3	63,8	35,8	6,6
0,8 U _n	19,2	9,2	9,2	5,5	5,0	3,2	2,3
0,7 U _n	14,4	5,7	5,7	4,4	4,2	3,1	2,3
0,5 U _n	10,5	3,5	3,5	3,2	3,2	2,8	2,2
0,1 U _n	6,5	2,8	2,8	2,8	2,8	2,6	2,1

Kumulativní poklesy napětí za rok na vn straně . .

Amplitud a	1cykl	6cyklů	10cykl ů	20cykl ů	0,5sec.	1sec.	2sec
0,9 U _n	20,3	11,2	10,8	5,5	5,2	1,9	1,3
0,8 U _n	12,0	5,8	5,4	3,2	3,1	0,9	0,7
0,7 U _n	9,4	3,6	3,3	2,0	1,9	0,7	0,7
0,5 U _n	4,8	1,2	1,2	1,1	1,1	0,7	0,7
0,1 U _n	3,1	1,2	1,2	1,1	1,1	0,7	0,7

Druhy automatizace řízení distribučních sítí z pohledu spolehlivosti.

1. Zamezení rozšíření poruchy na širší území.
2. Zkrácení časů na vymezení postiženého úseku.
3. Zabezpečení informací o rozsahu, charakteru a místu poruchy a řešení přechodné konfigurace sítě.

Průběh likvidace poruchy:

t_1 – čas pro ohlášení poruchy provozovateli:

- Odběrateli;
- Dálkovou signalizací výpadku vypínače a ochrany vedení;

t_2 – čas pro analýzu poruchy a odhad jejího rozsahu;

t_3 – čas pro uvedení čety do pohotovostního stavu.

t_4 – čas dopravy na místo poruchy;

t_5 – manipulační časy pro vymezení vadného úseku:

- U kabelových smyčkových vedení konec výpadku
- U paprskových vedení konec výpadku pro odběratele zapnutého vedení. Odbočka s poruchou zůstává bez U.

t_6 – čas vlastní opravy poruchy.

t_7 – čas manipulací pro obnovení napětí.

Zkrácení časů automatizací je nejvýraznější vliv na celkovou součtovou dobu výpadků.

Druhy ovlivnění doby výpadků, nebo vůbec vzniku poruchy a jejího rozsahu:

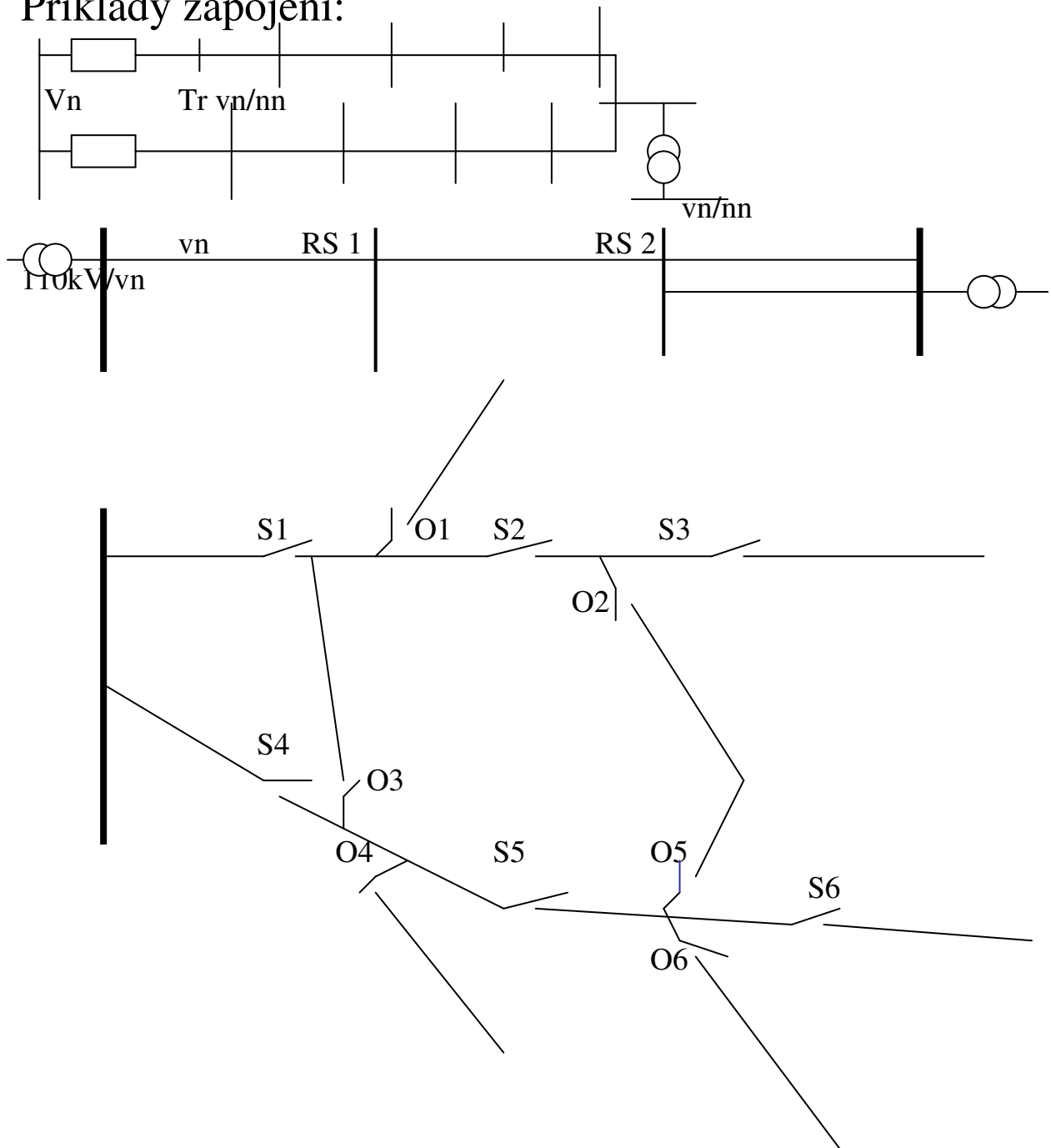
a) Využití ochranných systémů:

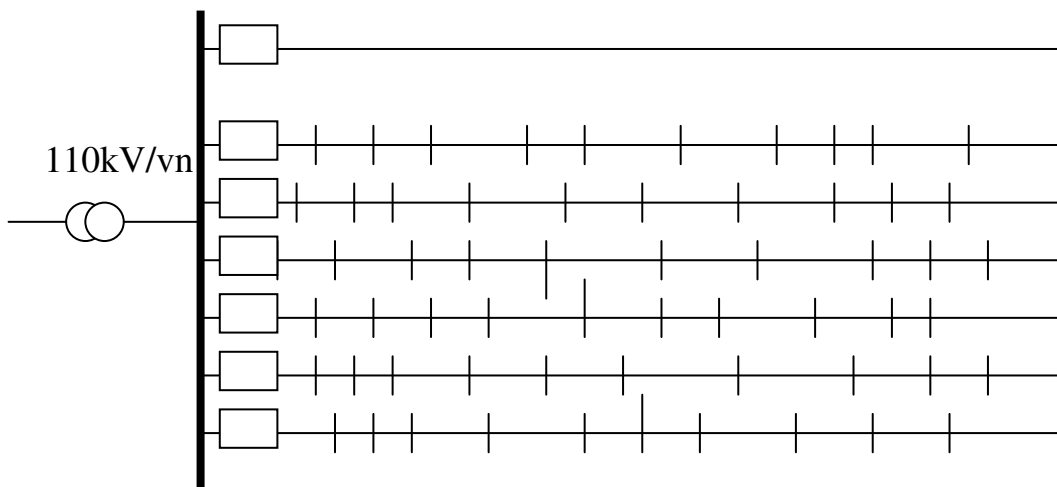
- Opětné zapínání na vedeních vvn a vn;
- Distanční ochrany s menší oblastí necitlivosti;
- Srovnávací ochrany pro zamezení výpadků paralelních vedení, nebo úseků zauzlených soustav s krátkými úseky vedení.

- Využitím logické ochrany přípojníc.
 - Indikátory průchodu zkratového proudu se signalizací nebo bez dálkové signalizace.
- b) Využití automatik:
- Automatika selhání vypínače vývodu.
 - Automatiky záskoku zatížení odběru na rezervní transformátor a nebo náhradní vedení.
 - Automatiky vymezení vadného úseku.
- d) Dálkové řízení.
- rozvoden vvn/vvn
 - rozvoden 110kV/vn
 - úsekových vypínačů.
 - spínacích stanic vn.
- e) Rozšíření informačního souboru dispečinku a analýza informací o poruše:
- Analyzátoři průběhu poruchových jevů – oscilografický záznam průběhu proudů a napětí a záznam top (ss impulsů ochran a vypínačů zap, vyp);
 - Podpora rozhodovacího procesu k řešení poruchy.
 - ∨ Druh zkratu, zemní spojení, amplituda proudu;
 - ∨ Diagnostika ochran (porovná se skutečnost s modelem situace)
 - ∨ Detekce latentních poruch;
 - ∨ Analýza postupu vzniku poruchy
 - ∨ Lokalizace poruchy pomocí impedance smyčky;
- Problémy lokalizace:
- ◆ Přesnost určení délky závisí na změně průřezu vývodu;
 - ◆ Odbočky se projevují jako různá impedance – důsledek jedna impedance znamená více míst;
 - ◆ Nutnost zaznamenat operativní změny tvaru vedení;
- Informace pro zdokonalení systému prevence zejména pro uplatnění diagnostiky,
 - Přímá konzultační činnost pro dispečera o způsobu řešení náhradního schéma napájení;

Možnost využití jednotlivých druhů automatizace a až d souvisí se schématem zapojení sítě a schématy rozveden. Dále na analýze příčin a intenzitě poruchovosti;

Příklady zapojení:





Prvky automatizace distribuční sítě vn.

- ◆ Dálkově ovládané rozdělení napájecích sekcí.
 - Vypínače vn jen v rozvodně 110kV/vn;
 - V dalších místech jen odpínače schopné odpojení místa zkratu bez napětí;
 - Podmínkou je dálková signalizace zkratového proudu z míst možného dělení do ovládacího místa;
 - Zdroj pomocného napětí k napájení signalizace a řídicích pohonů;

- ◆ Dálkově ovládaný opětový spínač v kmenovém vedení:
 - Vypínač 8 kA na sloup do stanice 12,5kA;
 - Dálkové signalizace a ovládání k vypínači.
 - Zdroj pomocného napětí k napájení signalizace a řídicích pohonů;

Rozhodovací proces pro využití automatik distribuční sítě používaný v EdF:

- ◆ Rozdíl hodnot statistické úrovně poruchovosti v daném místě před a po automatizaci;
- ◆ Ocenění nedodané MWh;
- ◆ EdF používá následující vzorec:

$$Z = n * L * P_m (t_1 - t_2) c$$

Z – roční přínos

n – průměrný počet poruch za rok na jednotku délky a rok;

L – délka vedení včetně odboček

P_m – maximum zátěže na počátku vedení

$(t_1 - t_2)$ Rozdíl průměrných časů poruchových výpadků

c - cena nedodané energie;

Pro úplné ekonomické hodnocení nutné doplnit:

- Investiční náklady na pořízení automatiky ve výchozím roce;
- Rozdíl provozních nákladů mezi variantou s automatikou a bez automatiky;
- Provést výpočet se započtením ceny peněz za zvolené období hodnocení.

$$Z_H = \sum_{i=1}^{T_H} (V_i - N_{pi})q^{-T} - N_{inv}$$

Z_H = Zisk za dobu hodnocení;

V_i = Výnos v i tém roce ze snížení objemu nedodaných MWh.

N_{pi} = zvýšení provozních nákladů v i tém roce (všechny provozní výdaje včetně nákladů na přenos signálů, bez odpisů)

T_H = doba hodnocení , zpravidla doba životnosti zařízení celé automatiky;

Q = cena peněz – výnos kdyby byly peníze použity jinak

N_{inv} = velikost investičních výdajů na pořízení všeho vybavení automatiky. Předpokládá se výstavba v jednom roce.

Norové oceňují nedodanou elektřinu průměrným nákladem: den – 1,66 ECU/kWh

v noci 1,16 ECU/kWh

Nově stanovili cenu 2 ECU/kWh

Vliv zkvalitnění informačního systému.

Ekvivalentní čas výpadku instalovaného výkonu P_{in} hodnocené oblasti

$$T_{iepi} = \frac{\sum P_{ij} t_j}{P_{in}}$$

Ekvivalentní čas výpadku na zákazníka hodnocené oblasti

$$T_{iepi} = \frac{\sum Z_j t_j}{Z_c}$$

P_{ij} = Vyřazený instalovaný výkon při j – tém výpadku

t_j = doba trvání j- tého výpadku

Z_j = Počet postižených odběratelů při j – tém výpadku

Z_c = celkový počet odběratelů v hodnocené oblasti

P_{in} = Celkový instalovaný výkon v hodnocené oblasti

Tabulka počtu výjezdů a poruchovosti Tr vn/nn a vývodů nn.

	žádný výjezd	Jeden výjezd	2 až 9 výjezdů	Více než 10
% z počtu výjezdů	54	16	27,6	2,4
% poruchovosti	0	10	69	21

Vybrané problémy racionality provozu DS. Hospodárnost transformace.

Příklad: Rozhodnutí o zakoupení stroje s nižšími ztrátami ale dražším.

Rozdíl ztráty výkonu:

$$dP_{zT} = P_{01} - P_{02} + k_s (I_x^2 \max + I_y^2 \max + I_z^2 \max) (P_{K1} / 3I_{n1}^2 - P_{K2} / 3I_{n2}^2)$$

nebo

$$dP_{zT} = P_{0st} - P_{0nov} + S_z^2 \cdot P_{kst} / S_{nst}^2 - S_z^2 \cdot P_{knov} / S_{nnov}^2$$

Rozdíl ztráty energie:

$$dW_{zt} = T(P_{01} - P_{02}) + (T_{zx} I_x^2 \max + T_{zy} I_y^2 \max + T_{zz} I_z^2 \max) (P_{K1} / 3I_{n1}^2 - P_{K2} / 3I_{n2}^2)$$

Nebo:

$$dW_{zt} = T(P_{0st} - P_{0nov}) + T_z (S_z^2 \cdot P_{kst} / S_{nst}^2 - S_z^2 \cdot P_{knov} / S_{nnov}^2)$$

K výpočtu doby trvání plných ztrát lze použít vzorec:

$$T_z = 0,2T_m + 0,8(T_m)^2/T$$

T_z = Doba trvání plných ztrát

T_m = Doba užití maxima ve sledovaném intervalu

T = Doba v daném intervalu

Discontovaný CFT_h

$$DCF_{T_h} = \sum_{T=1}^{T_h} CF_T \cdot (1+r)^{-T}$$

Roční hotovostní tok CF z T-tého roku:

$$CF = (1-d) \cdot (V - N_v - N_o - N_u) + N_o - P - Z - S_{pl} - N_{ivl}$$

V = výnosy vzniknou úsporou ztrát P a W

$$V = dP \cdot c_p + dW \cdot c_w$$

$$N_v = N_{\text{údrž1}} - N_{\text{údrž2}} \text{ rozdíl nákladů stroje 1 a 2}$$

se projeví jako výnos pokud má dražší stroj menší provozní náklady;

- Pokud jsou u dražšího vyšší náklady na údržbu pak je to běžný náklad k tíži varianty.
- Náklad spojený s dopravou TR na stanoviště a jeho montáží.

N_o = odpisy z rozdílu $N_{i1} - N_{i2}$;

N_u = úroky z úvěrů;

Z = změna stavu zásob;

S_{pl} = Splátky z úvěru na danou akci.

T_h = doba hodnocení .

Pro zjišťování ztrát v soustavě vvn pomocí měření je důležité jakou přesnost můžeme očekávat při zjištění velikosti ztrát. Přesnost (chybu) takového výpočtu by bylo možné odhadnout podle vzorce z literatury /2/

$$\Delta = \frac{(100 - \Delta p_{\%})k \sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}}}{\Delta p_{\%}}$$

$\Delta p_{\%}$ - Velikost ztrát určených touto metodou by byla cca 1,5 %

k - největší možná chyba měření cca 3 %

n_1, n_2 jsou počty elektroměrů na vstupu a výstupu. Odhadneme $n_1=29$,

$n_2 = 52$.Pak je výsledné $\Delta =$ cca 45,65%. Zvýšení počtu měření na

straně vn na 88 změni očekávanou odchylku na cca 42,18%. Tyto procenta se vztahují k absolutní hodnotě zjištěných ztrát.

Odstavec (4) Provozovatel DS má právo mimo jiné:

- a) zřizovat a provozovat telekomunikační síť k automatizaci a zabezpečování provozu DS a k činnosti informačních systémů,
- b) nakupovat s nejnižšími náklady podpůrné služby a elektřinu pro krytí ztrát elektřiny v DS a pro vlastní potřebu.
- c) omezit nebo přerušit v nezbytném rozsahu dodávku elektřiny odběratelům:
 1. při ohrožení života, zdraví nebo majetku osob a při likvidaci těchto stavů,
 2. při stavech nouze nebo činnostech bezprostředně zamezujících jejich vzniku podle § 54,
 3. při neoprávněné distribuci a odběru podle § 53, §51;
 4. jestliže mu není umožněn přístup k měřicímu zařízení,
 5. při provádění plánovaných prací na zařízení DS,
 6. při odstraňování poruch na zařízeních DS,
 7. při odběru zařízeními, která ohrožují životy, zdraví nebo majetek osob, nebo
 8. zařízeními, která ovlivňují kvalitu v neprospěch ostatních odběratelů a odběratel nevybavil tato odběrná zařízení dostupnými technickými prostředky k omezení těchto vlivů,

Odstavec (11) Provozovatel DS je povinen:

- a)
- b) zpracovávat a po odsouhlasení ERU vydávat Pravidla provozování distribuční soustavy, která musí obsahovat zejména:
 1. základní podmínky pro užívání DS,
 2. provozní předpisy včetně údržby,

Zákon o podnikání v energetice v ČR č 458/2000 Sb vycházel z organizační struktury před rokem 2003 kde bylo 8 REAS, jedna velká elektrárenská společnost ČEZ a řada menších nezávislých výrobců. Pro liberální tržní prostředí je důležitá struktura výrobců v ČR . Na tuto strukturu působí také zahraniční obchod podle pravidla volného obchodu v EU to je volného pohybu zboží přes hranice. Přesto je však obchod uvnitř důležitou veličinou.

Podle roční zprávy o provozu ERU 2003 je struktura výroby:

Veřejní výrobci elektřiny		P_{inst}	W_{netto}
z fosilních paliv	33 subj	2888,2 MW	11 708,3 GWh
Závodních elektráren	64 subj	1997,4 MW	7 813,3 GWh
Menší vodní elektrárny	14 subj	274,96 MW	1 012,7 GWh
ČEZ tepelné elektrárny	15 elen	6 529,1 MW	34 044,2 GWh
ČEZ jaderné elektrárny	2 elny	3760 MW	24 871,9 GWh
ČEZ vodní elektrárny	16 elen	1867,8 MW	1 017,6 GWh
ČEZ celkem		12 156,9 MW	59 933,7 GWh
Ostatní výrobci		5160,56 MW	20 534,3 GWh
Procentní podíl ostatních výrobců		29,8 %	25,52%

P_{inst} Instalovaný výkon

W_{netto} Čistá výroba elektřiny po odečtení vlastní spotřeby.

Název skupiny	Instal . výkon	Roční výroba	Využití P_{inst}
	MW	GWh	Hodin
Veřejné teplárny	2888,2	11708,3	4054
Závodní elektrárny	1997,4	7813,3	3912
Vodní elektrárny ostatní	274,96	1012,7	3683
ČEZ tepelné elektrárny	6529,1	34044,2	5214
CEZ Jaderné elektrárny	3760	24871,9	6615
ČEZ vodní elektrárny	1867,8	1017,6	545

Využití instalovaného výkonu podle druhu zdrojů

Distributor kde je zdroj připojen	počet podniků	vn počet Generátorů	vvn počet Generátorů	celkem P MW	z toho P do vn MW	celkem W MWh	z toho W do vn MWh
STE	11	12	10	280,28	55,58	844324	102775
PRE	1	1	0	1,7	1,7	11000	11000
JČE	6	7	2	92,7	40,2	289782	62430
ZČE	6	5	8	320,1	10,1	1870107	34000
SČE	7	5	24	472,2	24,6	1522067	72634
VČE	11	9	10	120,96	26,16	320070	45000
JME	7	6	9	123,22	42,92	412835	206284
SME	15	11	30	586,2	34,8	2543113	85319
celkem	64	56	93	1997,36	236,06	7813298	619442

Struktura závodních elektráren podle místa připojení.

Veřejné teplárny	počet	vn	vvn	celkem	z toho	celkem	z toho
	podnků	počet	počet	P	P do vn	W	W
		generátorů	generátorů	MW	MW	MWh	MWh
STE	4	2	12	780,8	17	3016434	30005
PRE	1	6	4	138,3	16,3	184749	0
JČE	4	8	0	112,2	112,2	310334	310334
ZČE	4	3	4	482,3	7,25	2314641	26000
SČE	6	10	8	417,4	181,4	1510249	559458
VČE	1	0	6	360	0	1924424	0
JME	4	8	3	242,2	97,2	524780	125644
SME	9	8	5	355	267,1	1922647	1551635
celkem	33	45	42	2888,2	698,45	11708258	2603076

Struktura veřejných tepláren

Tabulky dávají přehled o struktuře výrobců a tím jaké jsou podmínky na straně nabídky liberálním trhu s elektřinou v ČR. Nevýhodu pro nabídku je skutečnost, že jen menší část elektřiny ze závodních elektráren se prodá do veřejné sítě a rozhodující část se spotřebuje v továrně ke které závodní elektrárna patří i když může být samostatnou akciovou společností.

Pro provozovatele distribuční sítě platí určité zásady uvedené v úvodu kapitoly o Distribuční síti:

- Musí připojit k DS každého žadatele o připojení pokud je to technicky a ekonomicky možné.
- Musí pečovat o kvalitu distribuce elektřiny kde patří na čelní místo spolehlivost dodávky. Vyhláška č 306/2001 o kvalitě distribučních služeb.
- Provozovatel DS musí pečovat o reprodukci DS a provádět rozvoj DS úměrně rozvoji nároků na distribuční síť tak, aby mohl vyhovět všem novým zájemcům o využití distribučních služeb. Vždy platí určité podmínky pro vymezené vyhláškami MPO a ERU k připojení nových zákazníků.
- Musí pečovat o racionalitu přenosu a distribuce elektřiny z pohledu ztrát elektřiny, vyhláška č 153/2001 MPO.