



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Posouzení ekonomické efektivity modernizace vedení VVN

Evaluation of economic efficiency modernization of power lines

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky
Vedoucí práce: Ing. Jan Svoboda

Praha 2014

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Otava Tomáš

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Posouzení ekonomické efektivity modernizace vedení VVN

Pokyny pro vypracování:

- analýza současného stavu 400 kV vedení
- návrh variant modernizace
- ekonomické posouzení modernizace

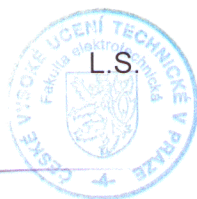
Seznam odborné literatury:

Podle pokynů vedoucího DP.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Jan Svoboda – Elektrotrans, a.s.

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015

Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry



Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 8.11.2013

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

Nemám námitky proti použití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o autorských právech a právech souvisejících, ve smyslu pozdějších znění tohoto zákona.

V Praze dne 12. 5. 2014

Tomáš Otava

Poděkování

Rád bych poděkoval vedoucímu této práce, panu Ing. Janu Svobodovi, a konzultantovi, panu Doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc., za poskytnutí materiálů, jejich cenné rady, užitečné připomínky a vstřícný přístup.

Abstrakt

V této závěrečné diplomové práci se zabývám návrhem modernizace vysokonapětového vedení V420, které vede z trafostanice Hradec u Kadaně do trafostanice Mírovka u Havlíčkova Brodu. V práci jsou popsány dvě varianty modernizace, z nichž první spočívá v návrhu jednoduchého vedení a druhá v návrhu vedení dvojitého. Obě varianty jsem se pokusil teoreticky popsat a technicko-ekonomicky zhodnotit.

Abstract

This the diploma work deals with the proposal of modernization high voltage power line V420, which leads from the transformer station Hradec near the city Kadaň to the transformer station Mírovka near the city Havlíčkův Brod. There are described two variants of modernization, the first of which is based in the design of simple lines and a second is based in the design double-conductor routings. Both versions were theoretically described and were technically and economically evaluated.

Obsah

1	ÚVOD	8
2	PŘENOSOVÉ SOUSTAVA A JEJÍ VLASTNOSTI	10
2.1	ELEKTROENERGETICKÁ PŘENOSOVÁ SOUSTAVA ČR.....	10
2.2	ELEKTRICKÉ PARAMETRY VEDENÍ.....	12
2.2.1	<i>Činný odpor</i>	13
2.2.2	<i>Skinefekt</i>	13
2.2.3	<i>Indukčnost</i>	14
2.2.4	<i>Kapacita</i>	15
2.2.5	<i>Svod a korona</i>	16
2.3	NÁVRH VEDENÍ PŘI CELKOVÉ REKONSTRUKCI.....	18
2.3.1	<i>Volba vodiče z mechanického hlediska</i>	18
2.3.1.1	Matematický model venkovního vedení.....	19
2.3.1.2	Vliv změny teploty a zatížení na parametry vodiče.....	21
2.3.1.3	Výška vodiče nad zemí.....	22
2.3.1.4	Vliv elektromagnetického pole generovaného vedením.....	23
2.3.2	<i>Proudové dimenzování vodičů</i>	23
2.3.2.1	Proudová zatížitelnost vodiče.....	24
2.3.3	<i>Stožárové konstrukce</i>	26
2.3.3.1	Betonové základy.....	26
2.4	OCHRANNÁ PÁSMA VEDENÍ.....	27
3	POPIS SOUČASNÉHO STAVU VEDENÍ V420	28
3.1	POPIS TRASY VEDENÍ.....	28
3.2	NORMY A PŘEDPISY.....	28
3.3	ZÁKLADNÍ TECHNICKÉ ÚDAJE.....	28
3.4	TECHNICKÝ POPIS VEDENÍ.....	29
3.4.1	<i>Stožárové konstrukce</i>	29
3.4.2	<i>Fázové vodiče</i>	31
3.4.2.1	Dovolené proudové zatížení vodičů.....	31
3.4.3	<i>Betonové základy stožárové konstrukce</i>	32
3.4.4	<i>Zemní lana</i>	32
3.5	DŮVOD MODERNIZACE.....	32
4	NÁVRH VARIANT MODERNIZACE	34
4.1	VARIANTA A - PROSTÁ MODERNIZACE.....	34
4.1.1	<i>Fázové vodiče</i>	34
4.1.2	<i>Izolátorové závěsy</i>	34
4.1.2.1	Použití kompozitních izolátorových závěsů.....	35
4.1.3	<i>Zemní lana</i>	35

4.1.3.1	Alternativní instalace kombinovaného zemnicího lana.....	36
4.1.4	Stožárové konstrukce	36
4.2	TECHNICKÉ ŘEŠENÍ – VARIANTA B	37
4.2.1	Normy a předpisy.....	37
4.2.2	Fázové vodiče	38
4.2.3	Izolátorové závěsy.....	38
4.2.4	Zemnicí lano a kombinované zemnicí lano	38
4.2.5	Stožárové konstrukce	38
4.2.6	Problémy vzniklé použitím kombinace vysokých tahů, keramických izolátorů a stožárů typu Donau	39
5	TECHNICKO-EKONOMICKÉ VYHODNOCENÍ VARIANT.....	41
5.1	POROVNÁNÍ ELEKTRICKÝCH PARAMETRŮ STÁVAJÍCÍHO VEDENÍ A NAVRHOVANÝCH VARIANT	41
5.2	TECHNICKÉ HODNOCENÍ VARIANT.....	43
5.3	ODHAD NÁKLADŮ	45
5.4	EKONOMICKÉ ZHODNOCENÍ.....	47
5.4.1	Členění nákladů.....	48
5.4.1.1	Stálé provozní náklady.....	49
5.4.1.2	Proměnné provozní náklady.....	49
5.4.2	Obchod s přenosovými službami.....	50
5.5	ČASOVÁ NÁROČNOST MODERNIZACE	51
6	ZÁVĚR.....	52
7	LITERATURA	54
8	SEZNAM ZKRATEK.....	55
9	SEZNAM OBRÁZKŮ, GRAFŮ A TABULEK	56
10	PŘÍLOHY	58
10.1	USPOŘÁDÁNÍ IZOLÁTOROVÝCH ZÁVĚSŮ.....	58
10.2	KONSTRUKČNÍ USPOŘÁDÁNÍ A DATA LAN	60
10.2.1	Fázový vodič 382-AL1/49-STIA.....	60
10.2.2	Fázový vodič 490-AL1/64-STIA.....	61
10.2.3	Zemnicí lano 183-AL1/43-STIA.....	62
10.2.4	Kombinované zemnicí lano AL3/A20SA 159/44 - 19,9	63
10.3	NÁČRTEK STOŽÁROVÝCH KONSTRUKCÍ.....	64
10.3.1	Portál	64
10.3.2	Donau.....	65

1 Úvod

V posledním století došlo k velkému technickému a hospodářskému rozvoji, elektrická energie si vybudovala pozici nejvyužívanější a nejčistší formy energie. Z tohoto důvodu je s růstem životní úrovně obyvatelstva a celkového technického vybavení spjata zvyšující se spotřeba energie jak v domácnostech, tak i ve výrobních provozech. Tento požadavek na přenos a distribuci vyšších výkonů elektrické energie je potřeba neustále řešit a to buď stavbou nových vedení, nebo rekonstrukcemi a modernizacemi stávajících vedení.

Výstavba nových vedení je ve většině případů téměř nemožná ať už kvůli ochraně přírody, velké hustotě osídlení, nebo vypořádání se s majiteli pozemků. Kvůli těmto příčinám se spíše přistupuje k druhé možnosti, tedy k rekonstrukci a modernizaci stávajících vedení. Takovouto modernizací je většinou snaha docílit vyššího průřezu vodičů, čímž se zvýší i přenosová schopnost vedení. Při změně vodičů nemusí vyhovovat stávající stožárové konstrukce a musí se upravovat navýšením, výměnou, nebo vyztužením. V některých případech ani tyto úpravy nemusí stačit pro nové požadavky a musí se přikročit ke kompletní rekonstrukci, tedy k demontování stávajícího vedení a stavbě nového vedení ve stejné trase. V této práci se zaměříme na modernizaci vedení o napěťové úrovni 400 kV s označením V420 a budeme zvažovat obě varianty, tedy jednoduchou modernizaci výměnou prvků se zvýšením stožárů a kompletní výměnu vedení.

Společnost ČEPS a.s., která je provozovatelem české přenosové soustavy (PS), musí neustále řešit rozvoj přenosové soustavy v dostatečně časovém výhledu, jelikož každý zásah do sítě je časově i finančně velice náročný a musí se posuzovat jak stávající využití PS, tak i vliv plánované výstavby zdrojů. Posílení infrastruktury PS se často řeší zdvojením stávajících vedení nebo například transformací vedení na vyšší napěťovou úroveň. Rozvoj PS musí brát ohled i na fakt, že česká PS je součástí mezinárodního propojení, z čehož plynou určité závazky z evropské legislativy. ČEPS spolupracuje na evropské úrovni jako člen asociace ENTSO-E a také blíže se svými sousedními provozovateli přenosových soustav. Zahraniční spolupráce má veliký vliv na přenosové soustavy jednotlivých států, kdy přebytky či nedostatky energie může využít nebo doplnit soustava jiná, avšak ve skutečnosti, v dlouhodobém měřítku, je směr přeshraničních toků většinou stejný - způsobený neefektivním rozpořením zdrojů vůči spotřebitelům.

Práce se zabývá návrhem variant modernizace vedení VVN a jejich zhodnocením. V této práci se v první kapitole seznámíme s přenosovou soustavou a jejími prvky, detailněji rozebereme technický návrh jednotlivých součástí vedení. Ve druhé kapitole se budeme zabývat přímo vedením V420, které je předmětem této práce, a jeho jednotlivými elementy. Ve třetí kapitole se zaměříme na popis jednotlivých variant modernizace od návrhu úprav stožárových konstrukcí až po návrh vodičů. V poslední čtvrté kapitole vyhodnotíme finanční a časovou náročnost jednotlivých variant. V průběhu psaní práce se vyskytl problém s nalezením metody určení efektivnosti variant, neboť efekty, které jsou vyvolány jednotlivými varianty, jsou nepredikovatelné a mnohdy neocenitelné.

2 Přenosové soustava a její vlastnosti

2.1 Elektroenergetická přenosová soustava ČR

Elektroenergetická přenosová soustava 400 a 220 kV, často nazývaná „páteřní“, slouží k rozvedení výkonu z velkých elektráren do celého území České republiky. Tato nadřazená soustava napájí distribuční soustavy, které ji dále rozvádějí až ke konečným spotřebitelům, případně velkoodběratelům. Dále také přenosová soustava slouží, pomocí přeshraničních vedení, ke spojení soustavy ČR a soustavy všech sousedních států. Provozovatelem přenosové soustavy ČR je společnost ČEPS a.s., která je plně ve vlastnictví státu.

Zákon č. 458/2000 Sb. definuje přenosovou soustavu takto: „... přenosovou soustavou se rozumí vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 400 kV, 220 kV a vybraných vedení a zařízení 110 kV, uvedených v příloze Pravidel provozování přenosové soustavy, sloužící pro zajištění přenosu elektřiny pro celé území České republiky a propojení s elektrizačními soustavami sousedních států, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky; přenosová soustava je zřizována a provozována ve veřejném zájmu ...“ [1]

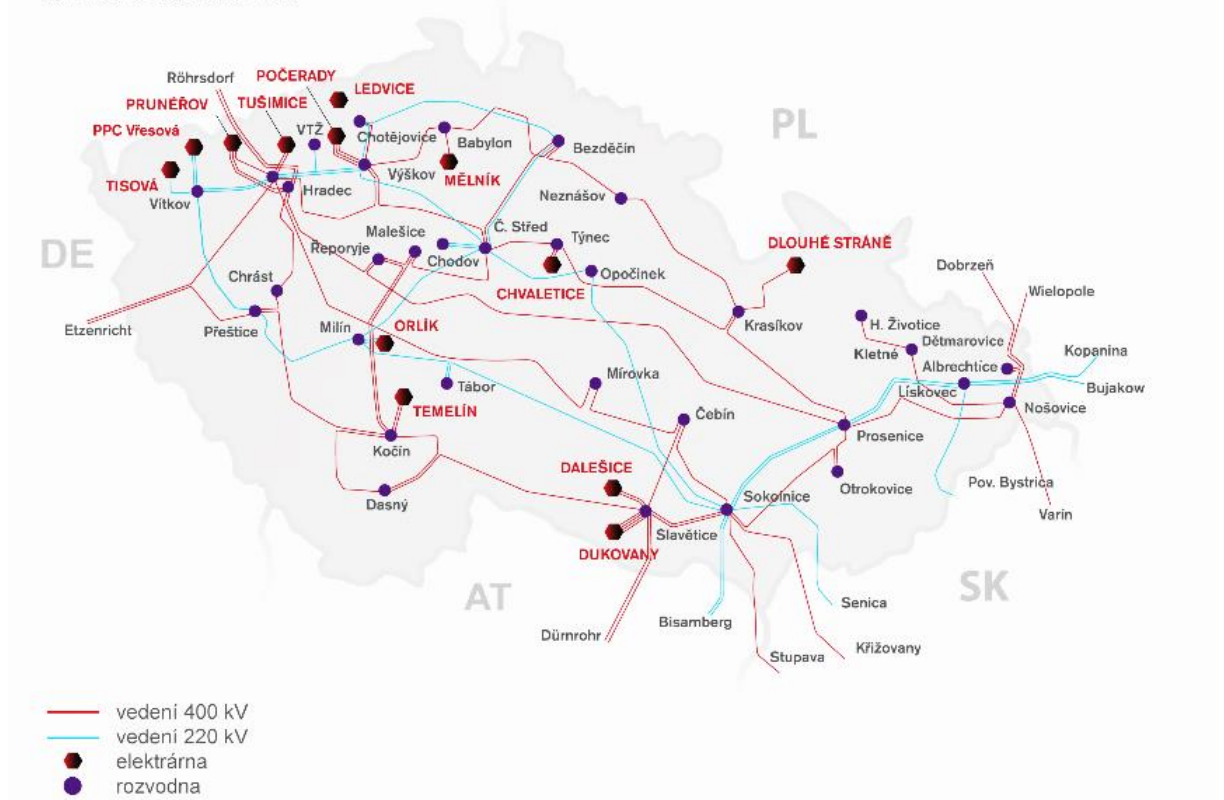
K přenosu elektrické energie na velké vzdálenosti se využívá velmi vysokého napětí z důvodu snížení přenosových ztrát, které vznikají průchodem elektrického proudu. Jak již bylo řečeno, v ČR je nejvyšší použitá přenosová napěťová hladina rovna 400 kV, dále pak napěťová hladina 220 kV a výjimečně i hladina 110 kV. V zahraničí se setkáme i s vyšší hladinou napětí, např. 1000 kV. Přenosová soustava ČR byla prakticky dokončena v 80. letech minulého století a v současné době dochází pouze k posílení soustavy modernizacemi vedení, popř. propojováním jednotlivých uzlů.

V tab. 1 jsou uvedeny údaje o přenosové soustavě ČR. Aktuální stav přenosové soustavy je znázorněn na obr. 1.

Popis zařízení	Celkem ČR	Jednotky
Trasy vedení 400 kV	3 008	km
Trasy vedení 220 kV	1 349	km
Trasy vedení 110 kV	45	km
Délka vedení 400 kV	3 508	km
Délka vedení 220 kV	1 910	km
Délka vedení 110 kV	83	km
Zahraniční vedení 400 kV	11	ks
Zahraniční vedení 220 kV	6	ks
Rozvodny 420 kV	26	ks
Rozvodny 245 kV	14	ks
Rozvodny 123 kV	1	ks

Tab. 1 - Zařízení přenosové soustavy ČR (rok 2013) [2]

Schéma rozvodné sítě v ČR



Obr. 1 - Přenosová soustava ČR [2]

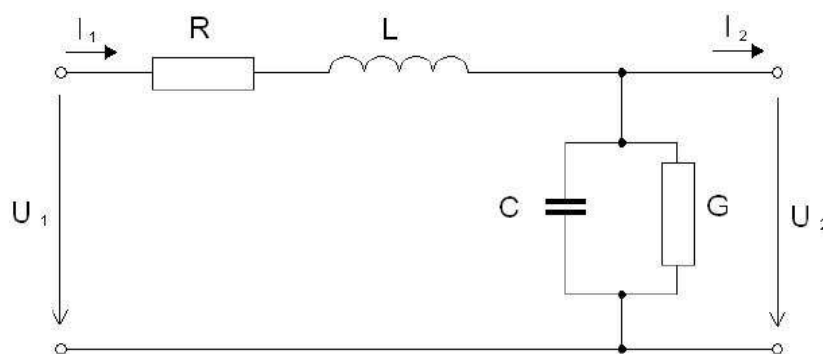
2.2 Elektrické parametry vedení

Elektrické parametry vedení, které ovlivňují kvalitu dodávané elektřiny, jsou tyto:

- Činný odpor – rezistence R
- Induktivní odpor – reaktance X_L
- Kapacitní vodivost – admitance B_C
- Svod a korona G

Vliv těchto parametrů je různý podle druhu, délky a napětí vedení. U vedení se stejnosměrným napětím a střídavého NN napětí uvažujeme pouze činný odpor, u krátkých vedení VN uvažujeme odpor činný a induktivní, u dlouhých vedení VN nebo vedení VVN uvažujeme také kapacitní vodivost, přičemž svod ve většině případů zanedbáváme. Pouze v případech oblastí s nepříznivým počasím a u dlouhých vedení VVN uvažujeme svod i koronu. [3]

Při výpočtech VVN vedení tedy musíme respektovat všechny charakteristické vlastnosti, které jsou vztaženy na jednu fázi vedení a jsou pro symetrická vedení pro každou fázi stejné. Pro odvození vztahů pro výpočet provozních parametrů se vychází z předpokladu, že se vedení skládá z elementárních čtyřpólů spojených za sebou. Každý čtyřpól nese charakteristické parametry vedení R , L , C , G , pro potřeby výpočtu se využívá znázornění pomocí T-článku, π -článku, nebo výpočet pomocí Breitfeldovy metody. Náhradní schéma vedení o jedné fázi je na obr. 2.



Obr. 2 - Náhradní schéma jednofázového modelu vedení

2.2.1 Činný odpor

Činný odpor vedení se značí písmenem **R** a jeho velikost závisí na druhu materiálu vodiče, délce vedení a průřezu vodiče. Tuto závislost znázorňuje vzorec:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{s}$$

Kde	R	je	odpor vedení [Ω]
	ρ		měrný odpor vodiče [$\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}^{-1}$]
	l		délka vodiče [m]
	s		průřez vodiče [mm^2]

Měrný odpor vodiče je definován jako odpor jednoho metru vodiče o průřezu jednoho milimetru čtverečního při stanovené teplotě, obvykle při 20°C, závislého na materiálu vodiče. V praxi se často používá tzv. kilometrový odpor, což je odpor jednoho kilometru vodiče [Ω/km].

Obecně platí, že s rostoucí teplotou roste i odpor vodiče. Tento jev se dá popsat pomocí teplotního součinitele odporu α . Potom pro odpor při určité teplotě můžeme psát:

$$R = R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta\theta)$$

Kde	R	je	odpor vedení [Ω]
	R_{20}		činný odpor vodiče při teplotě 20°C [Ω]
	α		teplotní součinitel odporu [K^{-1}]
	$\Delta\theta$		teplotní rozdíl od 20°C [K]

2.2.2 Skinefekt

Skinefekt (povrchový jev) je nerovnoměrné rozložení proudu v průřezu vodiče důsledkem magnetického pole uvnitř vodiče, které je nejsilnější uprostřed a slábne směrem k povrchu vodiče. Důsledkem toho je, že proudová hustota je nejmenší ve středu vodiče a směrem k okraji roste. Tento jev je závislý na frekvenci daného napětí. Efektivní činný odpor při přenosu střídavého proudu je pak větší než při přenosu stejnosměrného proudu podle vztahu: [3]

$$R_{stř} = k \cdot R_{ss}$$

Kde	$R_{stř}$	je	činný odpor při střídavém proudu [Ω]
	R_{ss}		činný odpor při stejnosměrném proudu [Ω]
	k		součinitel pro výpočet skinefektu ($k \approx 1,07$)

V přenosových sítích o vyšším napětí se kvůli pevnosti a tahovým vlivům používají lana, která jsou složena z nosné duše a vodivého pláště. Činný odpor takového lana je udáván vztažen na jednotku délky. Je tedy potřeba si odpor takového lana dopočítat podle vztahu:

$$R = R_l \cdot l$$

Kde	R	je	odpor vedení [Ω]
	R_l		činný odpor lana uvedený na jednotku délky [$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$]
	l		délka lana [km]

Pro zlepšení přenosových vlastností vedení se místo jednoho vodiče o velkém průměru používají svazky vodičů, neboli spojení více vodičů menšího průřezu. Mezi jednotlivými vodiči je jasně definovaná vzdálenost, kterou je nutné dodržet. Z použití svazkových vodičů plynou výhody jako snížení ztrát omezením skin efektu a zlepšením parametrů vedení.

Svazkový vodič je z matematického hlediska kruhový vodič o poloměru r_e . Poloměr svazkového vodiče se vypočítá z následujícího vztahu: [3]

$$r_e = \sqrt[n]{r \cdot d_{12} \cdot d_{13} \cdot \dots \cdot d_{1n}}$$

Kde	r_e	je	poloměr svazkového vodiče [m]
	r		poloměr vodiče [m]
	d_{xy}		vzdálenost mezi příslušnými vodiči [m]

2.2.3 Indukčnost

Proud protékající vodičem vytváří kolem tohoto vodiče elektromagnetické pole. Tuto indukčnost rozdělujeme podle působení na vlastní a vzájemnou indukčnost.

Pro vlastní indukčnost jednoho osamocené vodiče vztaženou na jednotku délky použijeme vzorec:

$$L = 0,46 \cdot \log \frac{D}{r}$$

Kde	L	je	vzájemná indukčnost [mH/km]
	D		vzdálenost od středu vodiče [m]
	r		poloměr vodiče [m]

Pro vzájemnou indukčnost vztaženou na jednotku délky můžeme psát:

$$M_{12} = 0,46 \cdot \log \frac{D}{d}$$

Kde M_{12} je koeficient vzájemné indukčnosti vodiče 1 na vodič 2 [mH/km]
 D vzdálenost od středu vodiče 1 [m]
 d vzájemná vzdálenost středů obou vodičů [m]

Celková indukčnost jednoho vodiče v jednoduché trojfázové nesymetrické síti se počítá ze vztahu:

$$L_{C1} = L - \frac{1}{2} \cdot M_{12} - \frac{1}{2} \cdot M_{13} = 0,46 \cdot \log \frac{\sqrt{d_{12}d_{13}}}{r} + 0,05$$

Kde L_{Cx} je celková indukčnost jednoho fázového vodiče [mH/km]
 L vzájemná indukčnost [mH/km]
 d_{xy} vzdálenost mezi příslušnými vodiči [m]
 r poloměr vodiče [m]

Indukčnost jednotlivých fází v nesymetrické síti nebude stejná. Tuto nesymetrii je možno odstranit tzv. „korucením“ nebo také „křížením“ či transpozicí vodičů, tj. vzájemnou výměnou vodičů jednotlivých fází. Pro zjednodušení se počítá se střední indukčností vedení, která je dána aritmetickým průměrem všech tří indukčností. To naznačuje vzorec:

$$L_{Cstř} = 0,46 \cdot \log \frac{d_{stř}}{r} + 0,05 = 0,46 \cdot \log \frac{\sqrt[3]{d_{12}d_{13}d_{23}}}{r} + 0,05$$

Kde $L_{Cstř}$ je střední indukčnost vedení [mH/km]
 $d_{stř}$ střední vzdálenost mezi vodiči [m]
 d_{xy} vzdálenost mezi příslušnými vodiči [m]

2.2.4 Kapacita

Vodič, jímž prochází proud, kolem sebe vytváří elektrické pole, které působí na něho samotného, ale i na jeho okolí.

Kapacitní odpor je dán vztahem:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C}$$

Kde C je úhrnná kapacita vedení [F]
 X_c kapacitní odpor vedení [Ω]
 f frekvence [Hz]

Bereme-li v úvahu, že výška nad zemí je ve srovnání s poloměrem vodiče mnohem větší, můžeme psát pro kapacitu osamocené vodiče:

$$C = \frac{0,0242 \cdot \epsilon_r}{\log \frac{2h}{r}}$$

Kde	C	je	kapacita osamocené vodiče [$\mu\text{F}/\text{km}$]
	h		výška vodiče nad zemí [m]
	ϵ_r		poměrná permitivita prostředí, pro vzduch $\epsilon_r = 1$
	r		poloměr vodiče

U vedení se svazkovými vodiči opět místo poloměru vodiče počítáme s ekvivalentním poloměrem celého svazku r_e .

V případě výpočtu kapacity u vedení, jehož závěsy nejsou ve stejné výškové úrovni, musíme uvažovat i vliv země, tedy vzdálenost vodičů nad zemí a, b a c a střední vzdálenost od jejich zrcadlových obrazů.

Střední kapacitu pak tedy vypočítáme podle vztahu:

$$C_{stř} = \frac{0,0242}{\log \frac{2 \cdot d_s \cdot m}{r_e \cdot D_s}}$$

Kde	$C_{stř}$	je	střední kapacita vedení [$\mu\text{F}/\text{km}$]
	d_s		střední vzdálenost vodičů od sebe [m]
	D_s		střední vzdálenost vodičů od jejich zrcadlových obrazů [m]
	r_e		ekvivalentní poloměr vodiče [m]
	m		střední výška vodičů nad zemí

$$m = \sqrt[3]{a \cdot b \cdot c} \text{ [m]}$$

2.2.5 Svod a korona

Žádný izolant nemá nekonečně velký odpor, a tedy propouští malé množství proudu. Tento jev se nazývá svodem; svodový proud vedení můžeme stanovit dle vztahu:

$$I_G = \frac{U_0}{R_{iz}} = U_0 \cdot G$$

Kde	I_G	je	svodový proud [A]
	U_0		napětí vedení vůči zemi [V]
	R_{iz}		odpor izolace vedení [Ω]
	G		svod [S]

Svod způsobují hlavně vodivé vlastnosti izolátorů. Závisí na kvalitě izolátorů a na atmosférických podmínkách. Svod způsobuje činné ztráty na vedení. Ztráty svodem lze těžko předem početně stanovit, zpravidla se měří na již existujícím vedení.

Korona je samostatný výboj soustředěný kolem vodiče vyznačující se doutnavým až trsovým světélkujícím jevem. Vyskytuje se, když intenzita elektrického pole na povrchu vodiče překročí jistou kritickou mez a dojde k ionizaci vzduchu kolem vodiče.

Kritické napětí je takové počáteční fázové napětí, při němž korona vzniká. Výše kritického napětí závisí na počasí, na relativní hustotě vzduchu, na drsnosti povrchu a na vzdálenosti vodičů od sebe. Výši kritického napětí můžeme určit podle Petersonova vzorce: [3]

$$U_k = 48,6 \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot r \cdot \rho_{rv}^{\frac{2}{3}} \cdot \log \frac{d_{stř}}{r}$$

Kde	U_k	je	kritické napětí [kV]
	m_1		koeficient drsnosti vodiče (pro lana $m_1 = 0,87$)
	m_2		koeficient počasí (pěkné $m_2=1$; mlha, déšť či sníh $m_2=0,8$, v ročním průměru $m_2=0,9$)
	r		poloměr vodiče [mm]
	d		vzdálenost mezi vodiči [m]
	ρ_{rv}		relativní hustota vzduchu:
			$\rho_{rv} = \frac{0,00289 \cdot p}{273 + \vartheta}$
	p		tlak vzduchu [N/m^2]
	ϑ		teplota vzduchu [$^{\circ}C$]

Kritické napětí lze ovlivnit volbou vzdálenosti mezi vodiči d a poloměrem vodičů r . Vhodné parametry d a r , aby vodiče nesršely, udává následující tabulka:

Jmenovité napětí U_{sdr} [kV]	110	220	400
Min. vzdálenost vodičů [m]	3	5	8
Min. průměr vodičů [mm]	12,5	26,5	50

Tab. 2 - vhodné velikosti parametrů d a r [3]

Činné ztráty způsobené korunou lze podle Petersona stanovit: [3]

$$P_{ztr k} = \frac{6,3 \cdot f \cdot U_f^2 \cdot k_k \cdot 10^{-5}}{\log \frac{d_{stř}^2}{r}}$$

Kde	$P_{ztr k}$	jsou	ztráty výkonu jednoho vodiče vedení [kW/km]
	f		kmitočet [Hz]
	k_k		koeficient závislý na poměru U_f a U_k

2.3 Návrh vedení při celkové rekonstrukci

Při návrhu venkovního vedení musíme brát v úvahu jednak elektrické vlastnosti, jednak mechanické vlastnosti. Cílem je najít ekonomické optimum pro oba druhy vlastností. Je tedy nutné zabývat se i mechanickými vlastnostmi venkovního vedení. Základním požadavkem při návrhu je volba správných materiálů a uspořádání pro stožáry, ale i pro vlastní vedení a to jak z hlediska ekonomického a pevnostního, tak z hlediska na terén a jeho specifické povětrnostní podmínky.

Návrh nových vedení spočívá v návrhu nových vodičů, proudovém dimenzování a kontrole mechanického namáhání vodičů. Dále v návrhu stožárových konstrukcí a základů pro navržené stožáry. Při návrhu vedení se musí přihlížet k podmínkám danými legislativními normami a hygienickými nařízeními.

Vodič volíme, tak aby:

- provozní teplota vodičů nepřesahovala při maximálním zatížení vedení dovolenou hodnotu oteplení;
- vedení bylo hospodárné, proudová hustota byla v hospodárných mezích;
- vodiče byly dostatečně mechanicky pevné, dle různého možného zatížení vodičů;
- bylo dodrženo jmenovité napětí a povolené úbytky napětí;
- vedení odolávalo dynamickým a tepelným účinkům zkratových proudů.

2.3.1 Volba vodiče z mechanického hlediska

Při projektování venkovního vedení je velice důležité určit namáhání a průhyby vodičů a to z těchto důvodů:

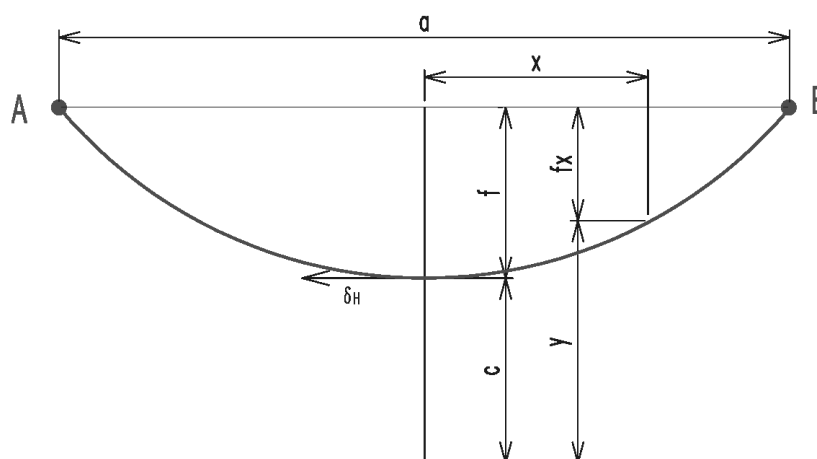
- Předpisy a normy stanovují minimální výšku vodičů nad půdou, nad cestami, nad kolejnicemi, nad jiným vedením atd. za nejrůznějších klimatických podmínek jako vítr a námrazy. V současné době jsou v rámci EU sjednocené normy; pro elektrické napětí nad AC 45 kV to je norma ČSN EN 50341-1.
- Z provozních důvodů, aby vedení bylo dostatečně odolné při všech klimatických podmínkách, které by mohly způsobit závady na vedení a poruchy v dodávce energie.

- Z hospodářských důvodů, kdy vhodnou volbou rozpětí, základního namáhání a tedy i průhybu lze zmenšovat váhu i cenu stožárů a vodičů. [4]

Základním údajem pro výpočet mechanického zatížení je tah vodiče. Podle technické normy nesmí tah vodiče na bázi hliníku, tedy i AlFe lan, ve kterémkoliv místě rozpětí překročit 55 % matematické pevnosti lana.

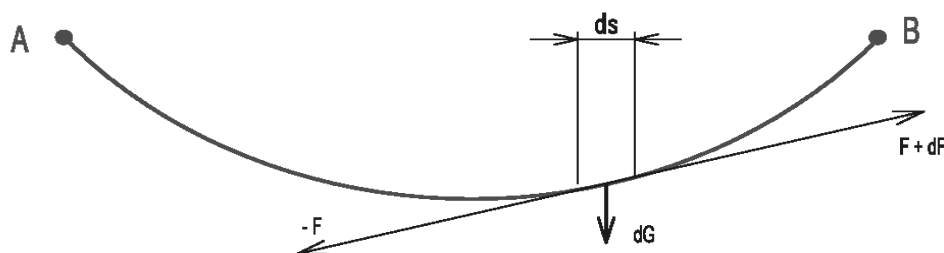
2.3.1.1 Matematický model venkovního vedení

Mechanický výpočet vedení vychází z modelování vedení řetězovkou. V praxi uvažujeme, že řetězovku tvoří pružný a ohebný vodič zavěšený na dvou bodech ve stejné výši. U rozpětí menších než 500 m nahrazujeme při výpočtu řetězovku parabolou, která se za této podmínky liší jen nepatrně.



Obr. 3 - Souměrná řetězovka

Uvažujeme element délky řetězovky ds podle obr. 4, na který působí: osově síly F způsobené napnutím vodiče, hmotnost vlastního elementu vodiče a vnější zatížení G způsobené povětrnostními podmínkami, např. námrazou, větrem apod.



Obr. 4 - Síly působící na element délky

Předpokládáme, že osová síly v libovolných dvou bodech jsou v rovnováze s výsledným zatížením oblouku tohoto úseku.

Zavedení parametru „c“:

Uvažujeme-li, že $F_0 = F_x = konst = c \cdot q$

Kde c [m] je **parametr řetězovky**, který je důležitý jako přechod mezi matematickým modelem a reálným vedením. Úpravou získáme vztah

$$c = \frac{F_0}{q}$$

Parametr řetězovky bývá několik set metrů a rovná se délce vodiče, který i s uvažovaným zatížením má váhu rovnou tahu vodiče.

Osová síla F_0 [N] je horizontální složkou tahu T_H [MPa] ve vodiči a q [$N \cdot m^{-1}$] je **tíha délkové jednotky vodiče**, jež se skládá z:

- tíhy vodiče g ;
- přídatného zatížení q_x , kde index x vyjadřuje druh přetížení: I – námraza, w – vítr, wI – vítr na omrzlý vodič.

Výsledné zatížení vodiče je dáno algebraickým součtem, mají-li jednotlivé složky stejný směr (omrzlý vodič), nebo geometrickým součtem při různých směrech.

Zavádí se tzv. pojem **přetížení**: $z = \frac{q}{g}$

Tíhu g [$kg \cdot m^{-1}$] můžeme vyjádřit pomocí **měrné tíhy vodiče γ [$kg \cdot m^{-1} \cdot mm^{-2}$]** a **průřezu vodiče A [mm^2]** takto:

$$g = \gamma \cdot A \quad [kg \cdot m^{-1}]$$

Odvozený parametr c tedy vypadá: $c = \frac{\sigma_H}{\gamma \cdot z}$

Kde $\frac{T_H}{A} = \sigma_H$ je horizontální složka namáhání.

Rovnice řetězovky:

Odvození rovnice řetězovky:

$$x_A = \frac{a}{2} \qquad y_A = f + c = c \cdot \cosh \frac{a}{2c}$$

Kde f je průhyb řetězovky [m]

Nahradíme-li řetězovku parabolou, dostaneme rovnice:

$$y = c + \frac{x^2}{2c} \quad f = \frac{a^2 \cdot \gamma \cdot z}{8 \cdot \sigma_H}$$

Délku vodiče L [m] v rozpětí a [m] lze vypočítat jako:

$$L = a + \frac{a^3}{24 \cdot c^2}$$

Toto odvození vychází z předpokladu uložení vedení v horizontální poloze, což lze zvažovat v omezené míře. Obecně je poloha terénu šikmá. [4]

2.3.1.2 Vliv změny teploty a zatížení na parametry vodiče

Při změně teploty, popř. změny namáhání, mění vodič svoji délku. Parametry pro počáteční stav označíme indexem 1 (L_1 , σ_{H1} , z_1 , ϑ_1), parametry po změně teploty nebo zatížení označíme indexem 2 (L_2 , σ_{H2} , z_2 , ϑ_2). Úkolem je zjistit, jak se změní namáhání ve vodiči σ_{H2} při změně teploty ϑ_2 a přetížení na z_2 .

Při změně teploty dochází ke změně délky vodiče a vodič se prodlouží o hodnotu $\Delta l_\vartheta = \alpha \cdot L_1(\vartheta_2 - \vartheta_1)$, kde α [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] je koeficient tepelné roztažnosti materiálu.

Při pevných závěsech se změní počáteční **namáhání** σ_{H1} na hodnotu σ_{H2} , což má za následek, že se délka vodiče změní o hodnotu $\Delta l_\sigma = \frac{L_1}{E}(\sigma_{H2} - \sigma_{H1})$, kde E [MPa] je modul pružnosti vodiče.

Při přetížení z_k je délka vodiče:
$$L_k = a + \frac{a^3 \cdot \gamma_k^2}{24 \cdot \sigma_{Hk}^2}$$

Kde a je rozpětí [m]

γ měrná tíha 1 m vodiče [$\text{kg} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$]

σ_H horizontální složka namáhání vodiče

Při návrhu vedení je třeba určit **kritické rozpětí** a_{kr} při nejhorších podmínkách pro namáhání a průhyb. Hledáme, jakou velikost bude mít rozpětí při rovnosti namáhání v nejhorších povětrnostních podmínkách (nejnižší teplota a teplota -5°C s větrem na omrzlý vodič). Vyjdeme-li z podmínky rovnosti namáhání $\sigma_{H2} = \sigma_{H1}$, získáme vztah pro kritické rozpětí. Kritické rozpětí je minimální hodnota, při které není potřeba měnit základní maximální podmínky teploty a přidavných zatížení.

Dále zjišťujeme, jestli průhyb při nejvyšší teplotě (+80°C) nebude větší než při nejhorších podmínkách pro namáhání. Pomocným ukazatelem pro toto zjištění je **kritická teplota** ϑ_{krit} , jejíž hodnotu získáme, porovnáme-li vztah $\frac{\sigma_{H1}}{z_1} = \sigma_{H2}$, tj. stejný průhyb při základním zatížení a při druhém nejhorším stavu. [4] Podle této teploty určíme:

$$a_{kr} = \frac{\sigma_{H1}}{\gamma} \cdot \sqrt{\frac{24\alpha(\vartheta_2 - \vartheta_1)}{z_1^2 - 1}} \quad \vartheta_{krit} = \frac{\sigma_{H1}}{\alpha E} \left(\frac{z_1 - 1}{z_1} \right) + \vartheta_1$$

2.3.1.3 Výška vodiče nad zemí

Podle normy ČSN EN 50341-3-19 je nutné dodržení určité minimální výšky vodičů nad zemí, která je znázorněna v tab. 3:

Napětí U_a (kV)	Výška h_{min} (m)
110	6
220	7
400	8

Tab. 3 - Minimální vzdálenost vodiče od země na místech volně přístupných

Tyto vzdálenosti vychází z hodnoty zapsané v normě ČSN EN 50341-1, kde je stanovena výška vodiče nad zemí 5 m, a z normy ČSN EN 50341-3-19 k této hodnotě přidáváme navýšení. Výsledné hodnoty jsou uvedeny v tabulce výše.

Výškový rozdíl závěsných bodů stožáru vypočteme dle vztahu:

$$H = h_{nv2} + H_2 - h_{nv1} - H_1$$

Kde h_{nvk} je nadmožská výška paty k-tého stožáru [m]

H_k výška závěsného bodu od paty k-tého stožáru [m]

Vzorec pro maximální průhyb vodiče:

$$f_{max} = \frac{a^2 \cdot \gamma \cdot z}{8 \cdot \sigma_H} = \frac{a^2}{8 \cdot c}$$

Kde a je rozpětí mezi stožáry [m]

γ měrná tíha vodiče [$\text{kg} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$]

z přetížení

σ_H horizontální složka namáhání

2.3.1.4 Vliv elektromagnetického pole generovaného vedením

Podle hygienických požadavků stanovených v Nařízení vlády č.1/2008 Sb. o ochraně zdraví před neionizujícím zářením je nutné dbát minimální výšky spodních fázových vodičů od země s ohledem na hodnoty indukované proudové hustoty v lidském centrálním nervovém systému. Jedná se o hodnotu modifikované indukované proudové hustoty v centrálním nervovém systému, která nesmí být překročena v žádném časovém okamžiku.

Pracovníci na vedení		Ostatní osoby	
Frekvence [Hz]	J_{mod} [$\text{A}\cdot\text{m}^{-2}$]	Frekvence [Hz]	J_{mod} [$\text{A}\cdot\text{m}^{-2}$]
0 - 10^7	$\sqrt{2} \cdot 0,01$	0 - 10^7	5x nižší než pro pracovníky na ved.

Tab. 4 - Nejvyšší přípustné hodnoty indukované proudové hustoty podle Nařízení vlády č. 1/2008 Sb.

Dále se v Nařízení vlády uvádí hodnoty pro nepřetržitou expozici intenzity elektrického pole a magnetické indukce, které jsou měřitelné a jejichž dodržení by mělo zajistit nepřekročení nejvyšších přípustných hodnot indukovaných proudových hustot v těle J_{mod} .

- $E_{\text{max}} = 5 \text{ kV/m}$ pro veřejnost a $E_{\text{max}} = 10 \text{ kV/m}$ pro pracovníky
- $B_{\text{max}} = 100 \text{ }\mu\text{T}$ pro veřejnost a $B_{\text{max}} = 500 \text{ }\mu\text{T}$ pro pracovníky

Při překročení referenčních hodnot E a B se provádí měření na modelech lidského těla, zda nejsou překročeny max. hodnoty J.

Pro elektrické vedení je nutné spočítat minimální výšku spodních vodičů nad zemí a tu dodržet po celé délce vedení, aby nebyla překročena přípustná hodnota modifikované indukované proudové hustoty v lidském těle.

2.3.2 Proudové dimenzování vodičů

Proudové dimenzování AlFe lan závisí na několika faktorech. Snažíme se zvolit takový vodič, který bude mít nízké pořizovací a provozní náklady, velkou přenosovou schopnost, odolnost proti vlivům okolí atd.

Nejdůležitějším faktorem je maximální dovolená provozní teplota t_p [$^{\circ}\text{C}$]. Ta je dána typem vodiče a provozním stavem. Další vlivy jsou teplota okolí t_o [$^{\circ}\text{C}$], rychlost větru w [m/s] a intenzita slunečního záření I_g [W/m^2].

Obecně se lano dimenzuje na nejnáročnější podmínky, které by mohly nastat ($t_{p \max}$, w_{\min} , g_{\max}) při maximální provozní teplotě. Mezní parametry jednotlivých faktorů stanovují normy, dle tab. 5.

Klimatická veličina	Rozsah pracovních podmínek	Hraniční hodnoty		
		podkritické	kritické	mezní
t_o [°C]	-30 až 35	30	35	40
W [m/s]	0,6 až 30	1,34	0,6	0
I_g [W/m ²]	0 až 800	800	800	1100

Tab. 5 - Mezní hodnoty vlivů klimatických podmínek [5]

Provozní teplota má vliv hlavně na tahové veličiny v laně, délku vodiče a dlouhodobé zachování požadovaných vlastností lana. Podle norem rozlišujeme stavy při normálním zatížení (80°C), krátkodobém zvýšení při zvláštním zatížení (až 150°C) a při zkratu (200°C).

Podmínky dle ČSN EN 50341-3-19 pro stanovení nejvyšší návrhové teploty vodičů:

- teplota okolí 35°C;
- rychlost větru 0,5 m/s pod úhlem náběhu 45° na vodič;
- globální intenzita slunečního záření 1000 W/m²;
- součinitel absorpce 0,5 a emisivity 0,5.

Teplota okolí je dlouhodobě zaznamenávána a lze ji tedy pro jednotlivé oblasti odhadnout. Rychlost větru je zásadní veličinou pro provozní teplotu vodiče a je charakterizována dalšími parametry jako směrem větru, nárazovostí apod., které nelze jednoznačně do výpočtu zahrnout. Intenzita slunečního záření není tolik důležitá pro určení provozní teploty vodiče a v klimatickém pásmu ČR nedosahuje příliš zásadních hodnot.

2.3.2.1 Proudová zatížitelnost vodiče

V rámci normy jsou také dané standardizované typy lan pro přednostní použití na vedeních přenosové soustavy a jejich proudová zatížitelnost podle tabulky:

Označení vodiče	Proudová zatížitelnost (A)
326-AL1/86-ST6C	650
362-AL1/59-ST1A	690
382-AL1/49-ST1A	700
434-AL1/56-ST1A	760
490-AL1/64-ST1A	815

Tab. 6 – Nejvyšší proudová zatížitelnost standardizovaných vodičů

Proudová zatížitelnost vodiče je závislá na bilanci tepelných výkonů, jimž je daný vodič vystaven. Můžeme tedy pro tepelnou bilanci pro vodič dlouhý 1 m použít vzorec:

$$P_a = P_Z + P_S - P_R - P_C$$

- Kde P_a je výkon v hmotě vodiče [W/m]
 P_Z Jouleovy ztráty způsobené průchodem proudu [W/m]
 P_S výkon dodávaný slunečním zářením [W/m]
 P_R výkon odvedený sáláním [W/m]
 P_C výkon odvedený konvekcí [W/m]

Ve výpočtu se neuvažuje ohřev korónou, ochlazení odpařováním.

Uvažujeme-li, že tepelná vodivost vodiče je vysoká, teplota vodiče T_{AV} [°C] je pak konstantní po celém průřezu. Diferenciální rovnice pro teplotu vodiče:

$$P_a = M \cdot c_p \frac{dT_{AV}}{dt}$$

- Kde M je poměrná hmotnost vodiče [kg/m]
 c_p měrná tepelná kapacita [J/kg.K]

a) Jouelovy ztráty

Pro tepelný výkon způsobený průchodem proudu můžeme psát:

$$P_Z = I_p^2 \cdot R_{dc0} \cdot k_{ac} \cdot [1 + b(t_{AV} - T_0)] \text{ [W/m]}$$

- Kde I_p je provozní proud [A]
 R_{dc0} měrný DC odpor při teplotě T_0 [Ω/m]
 k_{ac} poměr mezi AC a DC odporem. Tento poměr je závislý na počtu Al vrstev v laně. (1 vrstva $k=1,3$; 2 vrstvy $k=1,005$; 3 vrstvy $k=1,06$)
 b teplotní součinitel odporu [K⁻¹] ($b \approx 4 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$)
 t_{AV} provozní teplota vodiče [°C]

b) Výkon dodávaný slunečním zářením

Výkon dodávaný slunečním zářením je přímo závislý na pozici slunce a úhlu, jenž osa vodiče svírá s osou procházející severním pólem. Pro tento výkon můžeme uvažovat vzorec:

$$P_S = a \cdot D \cdot I_{př} \cdot \sin \omega \text{ [W/m]}$$

- Kde a je koeficient pohltivosti záření ($a \approx 0,5 - 1$)
 D průměr vodiče [m]

- $I_{př}$ intenzita přímého slunečního záření [W/m^2] (sluneční konstanta $I_0 \approx 1370 W/m^2$)
- ω úhel mezi slunečními paprsky a osou válce vodiče [$^\circ$]

c) Výkon odvedený sáláním

$$P_R = \sigma \cdot \varepsilon \cdot \pi \cdot D \cdot [(T_{AV} + 273,15)^4 - (T_o + 273,15)^4] \quad [W/m]$$

Kde T_o je teplota okolí [$^\circ C$]

σ Stefanova-Boltzmannova konstanta ($\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} W/m^2 \cdot K^4$)

ε emisivita tepelného záření [-] ($\varepsilon \approx 0,5$)

d) Výkon odvedený konvekcí

$$P_C = \alpha \cdot \pi \cdot D \cdot (T_{AV} - T_o) \quad [W/m]$$

Kde α je součinitel přestupu tepla konvekcí [$W/m^2 \cdot K$], pro který platí:

$$\alpha = k_W \cdot \frac{Nu \cdot \lambda}{D} \quad \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right]$$

Kde λ je tepelná vodivost vzduchu [$W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$]

Nu Nusseltovo číslo [-]

k_W koeficient vlivu směru větru [-]

$$k_W = 1,194 - \sin \psi - 0,194 \cos 2\psi + 0,364 \sin 2\psi$$

Kde ψ je úhel mezi směrem větru a normálou k vodiči

2.3.3 Stožárové konstrukce

Přenosová soustava se skládá z různých prvků, které plní specifické funkce. Stožáry mají nosnou funkci a zajišťují fyzické oddělení jednotlivých vodičů vedení.

Důležitými vlastnostmi při výběru určitého typu stožáru je pevnost, životnost, napěťová hladina a odolnost vůči klimatickým a povětrnostním podmínkám. Stožáry musí odolávat námrazám a větru o síle vichřice, tedy o rychlosti minimálně 120 km/h. [2]

2.3.3.1 Betonové základy

Betonové základy slouží k mechanickému připevnění stožáru. Pro různé typy stožárů vybíráme různé typy betonových základů jako blokové, patkové a stěnové. V situacích, kdy nejsou příznivé geologické podmínky, je nutné betonové základy upravit tak, aby byla stožárová konstrukce dostatečně pevná a nedocházelo k odklonům ze svislé osy.

Výpočty mechanické pevnosti a odolnosti betonového základu provádí specialista na betonáže.

2.4 Ochranná pásma vedení

„Ochranné pásmo nadzemního vedení je souvislý prostor vymezený svislými rovinami vedenými po obou stranách vedení ve vodorovné vzdálenosti měřené kolmo na vedení, která činí od krajního vodiče vedení na obě jeho strany“ [1]

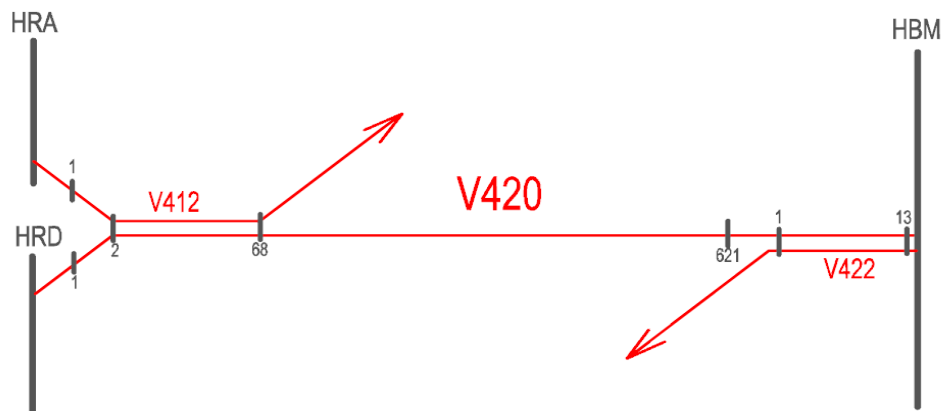
Ochranné pásmo vedení se mění podle napětí a zákonem je nařízeno, že uvnitř ochranného pásma je zakázáno zřizovat stavby, umisťovat konstrukce, uskladňovat hořlavé a výbušné látky a nechávat růst porosty nad 3 m. Požadavek na ochranná pásma je důležitý, protože vodiče vykazují určitý průhyb, který je proměnlivý v závislosti na teplotě vodiče, a mohou tedy ohrožovat své okolí. Tato teplota je ovlivněna mj. klimatickými podmínkami (teplota vzduchu, vlhkost, apod.) a zatížením samotného vodiče (při vyšším zatížení se zvýší teplota vodiče a zvýší se průhyb).

Napěťová hladina U [kV]	Šířka ochranného pásma [m]
nad 1 kV do 35 kV	7 m
nad 35 kV do 110 kV	12 m
nad 110 kV do 220 kV	15 m
nad 220 kV do 440 kV	20 m
nad 440 kV	30 m

Tab. 7 - Ochranná pásma dle zákona č. 458/2000 Sb.

3 Popis současného stavu vedení V420

3.1 Popis trasy vedení



Obr. 5 - celkové schéma vedení (stav k 22. 10. 2010)

Vedení vede z rozvodny Hradec u Kadaně jihovýchodním směrem do rozvodny Mírovka u Havlíčkova Brodu.

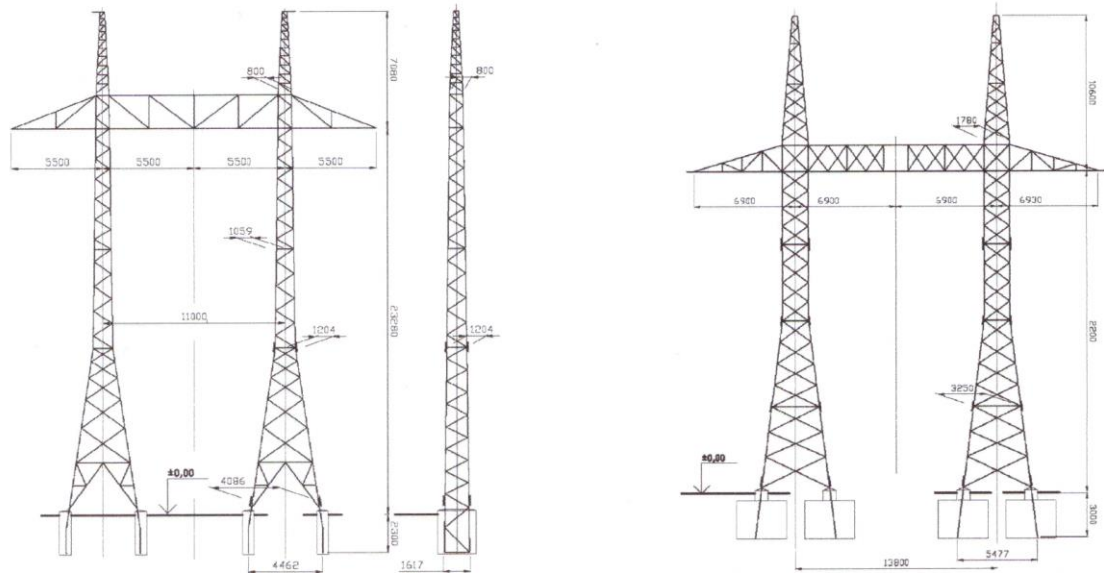
Vedení bylo uvedeno do provozu v roce 1966 včetně zaústění do TR Hradec, zaústění do TR Mírovka bylo uvedeno do provozu v roce 1980.

3.2 Normy a předpisy

Vedení bylo projektováno a postaveno dle tehdy platné normy ČSN 34 1100/58. Vedení s vloženými stožáry Donau r. 1974 (st. č. 4 – st. č. 11 před TR Hradec) byla vyprojektována dle ČSN 3333 00/84 a nové zaústění do TR Mírovka bylo vyprojektováno dle ČSN 34 1100/74. Pozdější výměny jednotlivých částí vedení byly provedeny dle výše uvedených norem.

3.3 Základní technické údaje

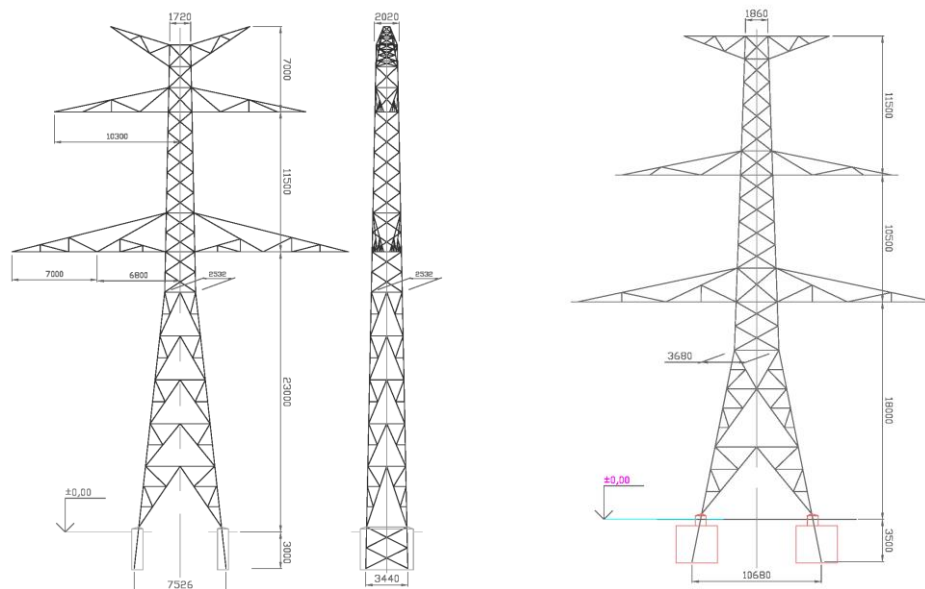
Jmenovité provozní napětí:	400 kV
Kmitočet:	50 Hz
Počet systémů:	1 (2)
Napěťová soustava:	TT
Ochrana před nebezpečným dotykem	
- Živých částí	polohou
- Neživých částí	rychlým odpojením od zdroje



Obr. 6 - Nosný a kotevní stožár Portál 1962

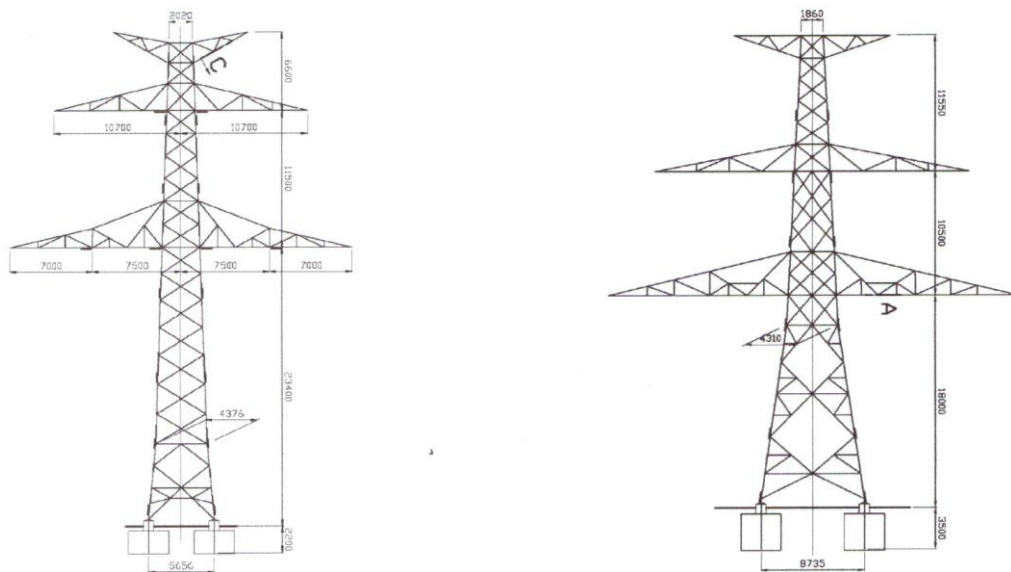
2x 400 kV Donau 1962

Konstrukce stožárů se skládá z dřívku čtvercového průřezu u kotevních stožárů a obdélníkového u nosných stožárů, na jejichž vrcholech jsou upevněny dva držáky pro zemnicí lano. Hlavu stožáru s uspořádáním vodičů do rovnoramenného trojúhelníku tvoří horní a dolní konzoly. Další částí konstrukce jsou díl nad základem a patky. Dřívky všech typů jsou v dolní části rozkročené.



Obr. 7 - Nosný a kotevní stožár Donau r. 1962

2x 400 kV Donau 1974



Obr. 8 - Nosný a kotevní stožár Donau 1974

3.4.2 Fázové vodiče

Na vedení jsou nainstalovány vodiče 350 AlFe 6 z poloviny 60. let. Na zaústění do TR Mírovka jsou vodiče 350 AlFe 6 z roku 1980. V úseku mezi st. č. 4 – 12 byly v roce 1987 namontovány vodiče AlFe 350/59. Stáří vodičů nedovoluje přeregulaci vodičů, neboli zvýšení tahové síly napnutím, ale pouze zvýšení výšky vodičů nad terénem pomocí změny izolace nebo zvýšením stožárů.

3.4.2.1 Dovolené proudové zatížení vodičů

Hodnoty dovolených proudových zatížení pro jednotlivé teploty vodiče za daných podmínek okolí jsou uvedeny v tab. 8.

Respektované podmínky okolí dle ČSN EN 50341-3-19:

- okolní teplota $T_a = +35^\circ\text{C}$;
- rychlost větru $w_s = 0,5$ m/s pod úhlem náběhu $\psi = 45^\circ$ na vodič;
- intenzita slunečního záření $l = 1000$ W/m²;
- nadmořská výška $v_H = 400$ m.n.m.;
- koeficient absorpce $\alpha = 0,5$ a emisivity $\varepsilon = 0,5$.

Lano	Teplota vodiče (°C)	I_v (A)	I_{sv} (A)
350 AlFe 6	40	0	0
	72	580	1740
	80	665	1995
AlFe 350/59	40	0	0
	72	580	1740
	80	665	1995
382-AL1/49-ST1A	40	0	0
	69	580	1740
	76	665	1995
	80	700	2100

Tab. 8 - Dovolené zatížení vodičů podle ČSN EN 50341

3.4.3 Betonové základy stožárové konstrukce

Na základy ve všech typech stožárů je použit beton kvality B 10.

- Donau 1962 – nosné stožáry jsou zakotveny ve stěnových základech s hloubkou založení 3 m. Šířka stěny je 0,9 m, délka dle převýšení a dimenze základu. Kotevní stožáry jsou zakotveny v patkových základech, zhlaví je čtvercové 0,9 m. Hloubka založení je 3,5 m.
- Donau 1974 – nosné i kotevní stožáry jsou zakotveny v patkových základech, zhlaví je čtvercové 0,9 m. Hloubka založení nosných stožárů je 2,2 m, nosných zesílených 3 m a kotevních 3,5 m.
- Portál 1962 – kotevní stožár je zakotven v patkových základech, zhlaví je čtvercové 1 m. Hloubka založení nosných stožárů je 2,2 m, nosných zesílených 3 m a kotevních 2,5 m (3 m).

3.4.4 Zemní lana

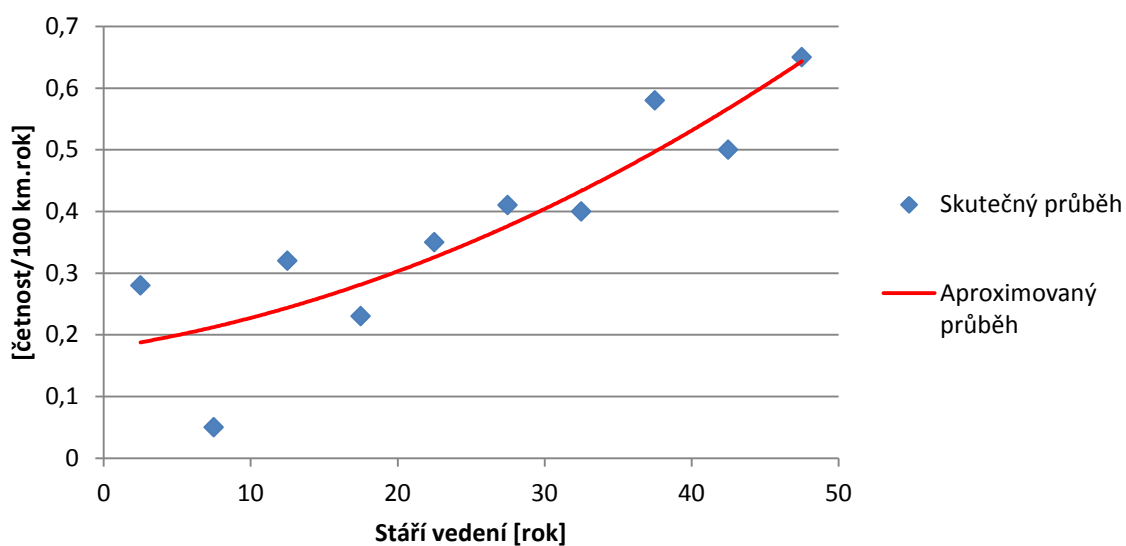
Na vedení jsou nainstalována zemní lana 66-A20SA až do spojení s vedením V422, kde na jedné špičce je použito zemní lano Pastel 228 a na druhé špičce kombinované zemní lano F-724-325-024, které slouží k datovým přenosům.

3.5 Důvod modernizace

Stav přenosové soustavy a závazky, které plynou z legislativy, si žádají neustálou obnovu a zvyšování kapacity přenosové soustavy. Jednou z fází obnovy přenosové soustavy je i kompletní rekonstrukce stávajícího jednoduchého vedení V420 v napěťové úrovni 400 kV, která se v současnosti řadí k nejdelším vedením na své úrovni. Vedení bylo zprovozněno

v polovině 60. let minulého století a v současném stavu již nevyhovuje přenosovým požadavkům. Nová vedení mají přibližnou životnost 40 let. Po této době je nutné provést rozsáhlou modernizaci vedení, která může prodloužit životnost vedení až o dalších 40 let. Na grafu 1 můžeme vidět závislost poruchovosti vedení na jeho stáří.

Záměrem je rekonstrukce stávajícího vedení, popř. zdvojnásobení přenosové kapacity, čímž dojde k posílení přenosu elektrické energie ze západu na východ. To bude mít za následek silnější propojení zahraničních soustav, hlavně mezi Německem a Rakouskem a odsunu přebytečné energie ze západních pohraničních oblastí a plánovaného větrného parku Chomutov. [6]



Graf 1 - Poruchovost vedení v závislosti na jeho stáří [7]

4 Návrh variant modernizace

4.1 Varianta A - Prostá modernizace

Tato varianta předpokládá prostou modernizaci vedení, při které se mění jednotlivé dožitě a dožívající prvky vedení za své ekvivalenty s požadavkem na 100% proudové zatížení fázového vodiče, tedy 2100 A na trojsvazek. Znamená to, že stávající stožárové konstrukce nebudou demontovány, což by vzhledem k jejich dlouhé životnosti nemělo způsobit problémy. Avšak znamená to, že se životnost vedení po provedení této varianty prodlouží pouze o dalších 40 let. Budou demontovány stávající rozpěrky, fázové vodiče, izolátorové závěsy. Budou použity nové fázové vodiče, které budou nataženy stejnými tahy jako stávající vodiče. Je uvažováno použití keramických izolátorových závěsů vzhledem k jejich délce.

Varianta dává možnost místo jednoho zemnicího lana alternativní montáž kombinovaného zemnicího lana (KZL) pro vybudování optického spojení mezi oběma trafostanicemi pro potřeby energetiky.

Požadavku 100% proudového zatížení dosáhneme vhodnou modifikací izolátorových závěsů a stožárových konstrukcí tak, aby byly vodiče v požadované vzdálenosti od země dle podélného profilu. Pro výpočty mechanických poměrů byly použity zatěžovací stavy dle ČSN 34 1100/74 a ČSN 33 3300/84, dle které bylo vedení vyprojektováno a postaveno. Tahy vodičů byly voleny tak, aby byly shodné s původními tahy vodičů.

4.1.1 Fázové vodiče

V rámci modernizace vedení je předpokládána výměna zastaralých fázových vodičů za nové s podobnými přenosovými parametry. Jako náhrada stávajících fázových vodičů byl zvolen vodič o průřezu 382 mm² a poměru hliníku a železa 7,7 s označením 382-AL1/49-ST1A. Jeho maximální proudové zatížení je 700 A na lano a 2100 A na trojsvazek. Vyšší průřezy lan by nebyly hospodárné, proto je nebudeme v návrhu uvažovat.

4.1.2 Izolátorové závěsy

Izolátorový závěs je zařízení, sloužící k upevnění fázového vodiče na stožár venkovního vedení. Začíná uchycením izolátorového závěsu na stožáru v jednom nebo více bodech. Končí jednou nebo několika nosnými nebo kotevními svorkami pro fázový vodič.

Na vedení bylo uvažováno použití izolátorových závěsů sestavených z tyčových keramických izolátorů s označením LG 85/22/1310, které mají nejdelší stavební délku. Typy a sestavení izolátorových závěsů jsou uvedeny v tabulce.

typ stožáru	typ IZ	sestavení	Počet kusů
kotevní	DK ₂	2 3 × LG 85/22/1310	534
	PNz	1 3 × LG 60/22/1270	66
	ZZ	1 6 × LG 60/22/1270	8
nosný	DN ₌₂	2 3 × LG 60/22/1270	1566
	PK _Λ	2A3 × LG 60/22/1270	122
	PK _L	2 1 × H120.120.1300.C.C.19L; 2 2 × H220.210.2410.C.C.22L	4

Tab. 9 - Typy izolátorových závěsů - varianta A

Polokotevní „┘“ závěsy byly uvažovány pouze na stožáry typu Donau.

4.1.2.1 Použití kompozitních izolátorových závěsů

Variantně byla uvažována možnost použití kompozitních izolátorových závěsů. Tyto izolátory mají řadu výhod, mezi ně patří například snadná manipulace, menší zatížení vlastní vahou atd. Při použití kompozitních izolátorových závěsů je možné místo zvýšení stožáru o 1,4 m a v některých případech i místo zvýšení stožáru o 2,1 m použít polokotevních závěsů. Možné případy jsou popsány v tab. 10. Uvedený počet stožárů znázorňuje stožáry, které při použití kompozitních izolátorových závěsů nebude nutno zvyšovat dle původně navržené varianty.

popis použití kompozitního závěsu	počet stožárů (ks)
místo zvýšení stožáru o +1,4 m se na tentýž stožár namontují 3 ks kompozitních izolátorů PK _Λ (st. č. 113, 134, 154, 155, 250, 331, 415, 426, 450, 482, 498, 554, 620)	13
místo zvýšení stožáru o +2,1 m se na tentýž stožár namontují 3 ks kompozitních izolátorů PK _Λ (st. č. 519, 530, 550, 619)	4
místo zvýšení stožáru o +2,1 m se na tentýž stožár a na stožár sousední namontuje celkem 6 ks kompozitních izolátorů PK _Λ (st. č. 131, 132, 329, 330, 507, 508, 516, 517)	4

Tab. 10 - Použití kompozitních izolátorových závěsů

4.1.3 Zemnicí lana

Na vedení jsou nainstalována dvě zemnicí lana, která buď mohou být obě zachována, nebo za účelem vybudování optické trasy mezi trafostanicemi jedno zemnicí lano nahradit kombinovaným zemnicím lanem.

4.1.3.1 Alternativní instalace kombinovaného zemnicího lana

Alternativní instalace KZL obsahuje demontáž jednoho zemnicího lana a instalaci nového KZL místo tohoto ZL. Optické trasy na vedení slouží k přenosu dat mezi trafostanicemi, a tedy reálný přenos informací o stavech vedení a možnost řízení soustavy.

Vytvoření optické trasy TR Hradec – TR Mírovka není možné vzhledem ke vzdálenosti obou transformoven a je nutné do trasy vložit opakovač. Odbor telekomunikací si dal požadavky umístění opakovače do TR Milín a instalace optické trasy ze 48 SMF vláken.

Tomuto požadavku lze vyhovět vybudováním dvou optických tras HRA – MIL a MIL – HBM. Délka optické trasy pak bude určena z délek tras vedení, délky úložného kabelu a připočtením 5% na průhyby a svody.

Katalogové listy KZL jsou uvedeny v příloze 10.2.

4.1.4 Stožárové konstrukce

Modernizace stožárových konstrukcí spočívá ve zvyšování stávajících konstrukcí a provedení typových oprav, čímž se zvedne výška vodiče nad zemí. Celkově by v této variantě bylo provedeno 45 zvýšení stožáru.

Zvýšení stožáru vložení dílu

Na stožáry typu Portál bude nad rozkročenou část stožáru vložen nový díl, čímž dojde ke zvýšení stožáru o požadovanou vzdálenost. Vzhledem k výšce vkládaných dílu u nosných stožárů (1,4 a 2,1 m) nebude u této varianty posilován základ stožáru. U kotevních stožárů budou posíleny základy. Je nutné staticky posoudit rozkročené díly nad základem, zda budou vyhovující pro zvýšené zatížení vzniklé vložení nových dílů.

Zvýšení stožáru portál záměnou dílů

Pro vyšší varianty zvýšení nosných stožárů bude stávající rozkročená část stožáru demontována a nahrazena novou vyšší rozkročenou částí. U této varianty bude provedeno posílení základů přibetonováním.

4.2 Technické řešení – varianta B

Varianta B uvažuje zdvojení vedení pro požadované proudové zatížení 2x2500 A a instalaci KZL. Jedná se o kompletní výměnu vedení od demontáže stávajícího vedení až po nové stožáry a vodiče. Po provedení této varianty se předpokládá životnost vedení 80 let s tím, že v polovině životnosti by se měla provést menší rekonstrukce, která bude zahrnovat výměnu prvků s nedostatečnou životností, jež by svým rozsahem odpovídala variantě A.

Varianta má celkem 4 podvarianty týkající se stožárů použitých při zaústění do trafostanic. Současný stav je realizován tak, že jsou k vedení V420 u obou zaústění přidruženy další vedení V412 u TR Hradec a V422 u TR Mírovka, která využívají druhé potahy stožáru typu Donau. Toto provedení již není možné, protože se v této variantě modernizace předpokládá zdvojení vedení V420. Navržené podvarianty jsou rozděleny:

A. Využití stávajících stožárů typu Donau u obou zaústění

V zaústění jsou použity dvě řady stožárů Donau 1962 a 1974. Tuto podvariantu bych nedoporučil, protože zvýšení zatěžovacích stavů by vedlo k masivnímu zesilování prvků stožárových konstrukcí a betonových základů. Z ekonomického hlediska je výhodnější stávající konstrukce nahradit novými.

Zaústění linek V412 a V422 bude realizováno na nových stožárech.

B. Zaústění do TR Hradec bude použito stávající stožáry typu Donau; zaústění do TR Mírovka bude realizováno na nových stožárech

C. Zaústění do TR Hradec bude na nových stožárech; zaústění do TR Mírovka na stávajících stožárech

D. Obě dvě zaústění budou na nových stožárech

Z ekonomického hlediska je výhodnější použít tuto variantu. A dále bude s touto variantou počítáno.

4.2.1 Normy a předpisy

Dle výpočtů posouzení minimální výšky nad terénem vlivem elektromagnetického pole generovaného vedením je minimální výška vodičů 11,78 m pro konstrukce typu „Donau“, vodiče 490-AL1/64-ST1A, proudové zatížení 2500 A a napětí 400 kV. Pro potřeby práce je uvažováno s minimální výškou 12 m v každém bodě vedení.

Jelikož tato norma předpokládá celkovou modernizaci vedení, je posuzována dle aktuálně platných norem ČSN EN 50 341-1 a ČSN EN 50 341-3-19.

4.2.2 Fázové vodiče

Pro požadované proudové zatížení trojsvazku 2500 A je potřeba zvolit jiný druh vodiče než ten, který byl použit na původním vedení. Dle dovoleného proudového zatížení byl zvolen jako vhodný vodič AlFe lano s označením 490-AL1/64-ST1. Jedná se o vodič o průřezu 490 mm² a poměru Al:Fe 7,7. Jeho maximální proudové zatížení je 815 A na lano a 2445 A na trojsvazek.

4.2.3 Izolátorové závěsy

Na vedení bylo ve studii uvažováno použití izolátorových závěsů sestavených z tyčových keramických izolátorů dle technické normy společnosti ČEPS a.s., které mají nejdelší stavební délku. Typy a sestavení izolátorových závěsů jsou uvedeny v tab. 11. Znázornění sestavy jednotlivých izolátorových závěsů je načrtnuto v příloze 10.1.

typ stožáru	typ IZ	sestavení
kotevní	DK ₂	2 3 × LG 85/22/1310
	PNz	1 3 × LG 60/22/1270
	ZZ	1 6 × LG 60/22/1270
nosný	DN ₌₂	2 3 × LG 60/22/1270

Tab. 11 - Typy izolátorových závěsů - varianta B

Na vedení nebylo uvažováno použití polokotevních kompozitních závěsů. Při nedostatečné výšce vodičů nad terénem byl rovnou použit vyšší stožár.

4.2.4 Zemní lano a kombinované zemní lano

Stožáry typu Donau pro dvojitě vedení 400 kV jsou vybaveny držáky pro dvě zemní lana. Předpokládáme použití jednoho zemního lana a jednoho kombinovaného zemního lana pro datový přenos. Jako zemní lano bude v celém úseku použito zemní lano 183-AL1/43-ST1 dle požadavků majitele vedení. Kombinované zemní lano bude nainstalováno za stejných podmínek jako ve variantě A.

4.2.5 Stožárové konstrukce

Pro požadavky varianty na zdvojení vedení je potřeba nahradit stávající ocelové konstrukce stožáry typu Donau. Ocelové příhradové stožáry typu 2x400kV Donau jsou navrženy jako ocelové, prostorové příhradové konstrukce.

4.2.6 Problémy vzniklé použitím kombinace vysokých tahů, keramických izolátorů a stožárů typu Donau

Pokud budeme uvažovat keramické izolátorové závěsy a konstrukci typu Donau je možné vychýlení izolátorového závěsu větrem pouze o 52° od svislé osy. To je méně než u stávajících konstrukcí typu Portál. Tato skutečnost vede k nutnosti zmenšování úhlu vychýlení za použití závaží. V tabulce jsou uvedeny počty stožárů pro jednotlivé váhy závaží, které je nutné použít.

hmotnost závaží na lano (kg)	hmotnost závaží na svazek (kg)	počet stožárů (ks)
50	150	73
100	300	42
150	450	24
200	600	16
250	750	15
300	900	4
350	1 050	6
400	1 200	3
450	1 350	1

Tab. 12 - Počty stožárů pro jednotlivé hmotnosti závaží

Jako maximální běžnou hodnotu závaží na jednom izolátorovém závěsu je dána 150 kg/vodič, tj. 450 kg/svazek. Z tohoto důvodu uvažujeme zvýšení některých stožárů (a nahrazení dvou stožárů nosných stožáry), které snižuje hmotnost použitých závaží. Po tomto zvýšení jsou počty závaží uvedeny v následující tabulce.

hmotnost závaží na lano (kg)	hmotnost závaží na svazek (kg)	počet stožárů (ks)
50	150	68
100	300	56
150	450	59

Tab. 13 - Počty stožárů pro jednotlivé hmotnosti závaží po zvýšení stožárů

Budeme-li uvažovat maximální zatížení vodiče, což povede ke zvýšení stožáru, popř. nahrazení nosných stožárů stožáry kotevními, dostaneme seznam použitých zvýšení stožárů; viz tab. 14.

typ stožáru	počet stožárů před úpravou (ks)	počet stožárů po úpravě (ks)
I+0	20	19
I+3	54	56
I+6	26	27
I+9	7	7
I+12	3	3
N+0	34	30
N+4	151	130
N+8	216	209
N+12	99	112
N+16	22	35
N+20	2	4
N+24	1	2
N+28	0	1

Tab. 14 – Celkový přehled zvýšených stožárů před a po úpravě závaží

5 Technicko-ekonomické vyhodnocení variant

5.1 Porovnání elektrických parametrů stávajícího vedení a navrhovaných variant

Výpočet elektrických parametrů je založen na typu použitých stožárových konstrukcí a vodičů v jednotlivých variantách. Jako podklady byla použita data lan získané od výrobce (viz příloha 10.2) a rozměry základních typů stožárů Portál a Donau (viz příloha 10.3). Výpočet byl proveden pro symetricky zatížené transponované vedení s rovnoměrně rozloženými parametry. Pomocí Breitfeldovy metody byl vytvořen matematický model vedení, který dává přehled o napětí, proudu a účínku na začátku a na konci vedení. V tab. 15 jsou uvedeny základní parametry pro stávající vedení, variantu A (jednoduché vedení) a variantu B (dvojité vedení, parametry pro jeden potah).

	Stávající vedení	var A	var B (jeden potah)
Stožárová konstrukce	Portál	Portál	Donau
Vodič	350 AlFe 6	382-AL1/49-ST1A	490-AL1/64-ST1
Podélná impedance [Ω/km]	0,02793+0,3004i	0,02651+0,3i	0,020643+0,27716i
Příčná admittance [μS/km]	3,864i	3,877i	3,982i
Vlnová impedance [Ω]	279,1-12,9i	278,4-12,3i	264-9,8i
Přirozený výkon [MW]	574	575	606
Maximální přenesený výkon [MW]	964	1382	1559

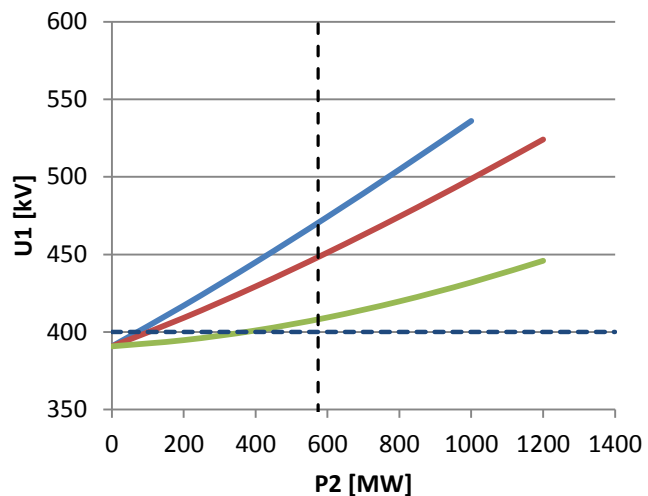
Tab. 15 - Porovnání el. parametrů stávajícího vedení a jednotlivých variant

Na grafu 2 můžeme porovnat napěťové poměry, tedy závislost napětí na začátku vedení vůči zatížení jednotlivých variant pro různé hodnoty účínku. Napětí na konci vedení je konstantní rovnající se 400 kV.

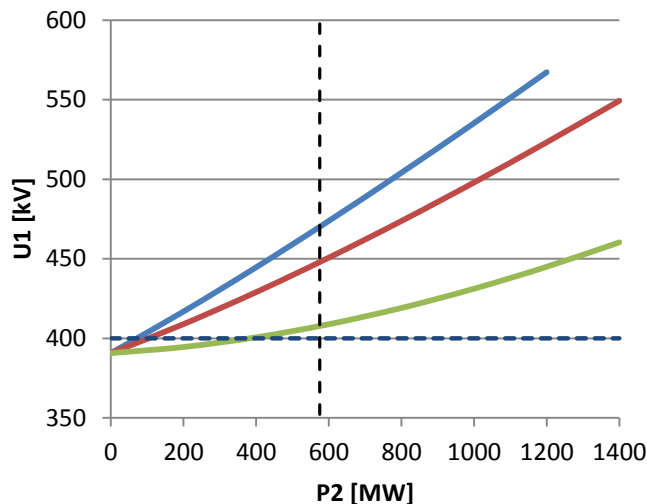
V grafu 3 je vyobrazena závislost ztrát na vedení vůči zatížení pro zadaný účíník rovný 0,9. Na grafu je vidět, že zdvojená varianta B má o poznání menší ztráty oproti variantě A při stejném přeneseném výkonu.

Napět'ové poměry ($U_2 = 400 \text{ kV}$)

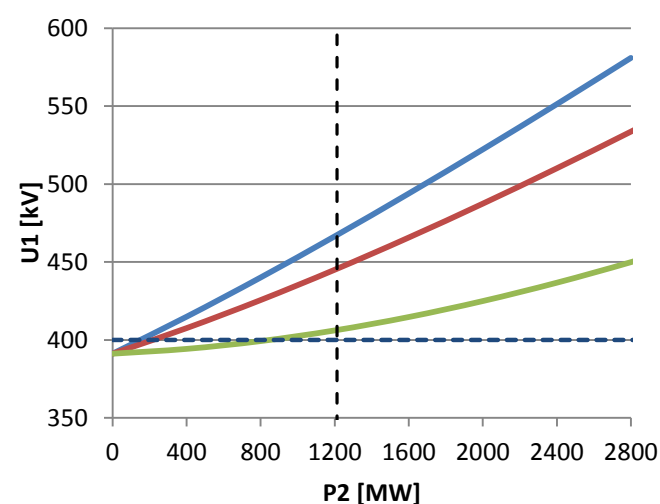
Stávající vedení



var A



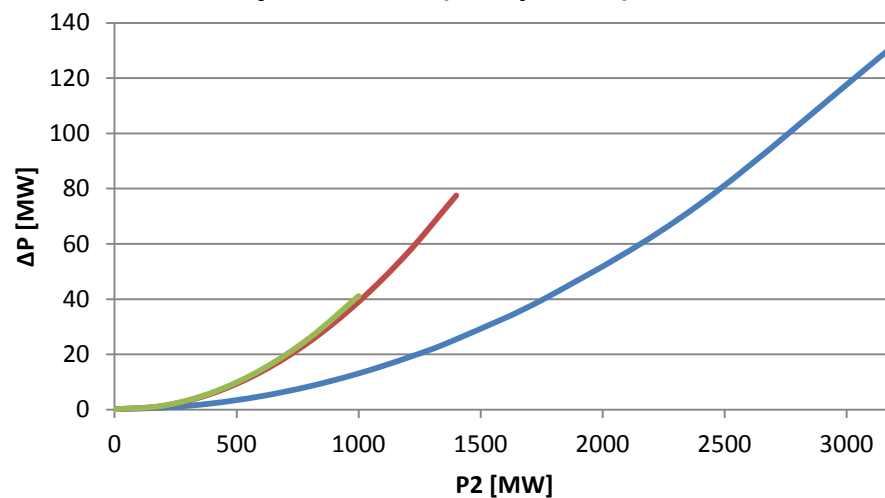
var B



— $\cos \varphi_2=0,8$ — $\cos \varphi_2=0,9$ — $\cos \varphi_2=1$ - - - $P_{př}$ - přir. výkon

Graf 2 - Napět'ové poměry $U_1=f(P_2)$ pro jednotlivé varianty

Ztráty na vedení ($\cos \varphi_2=0,9$)



— var B
— var A
— stávající vedení

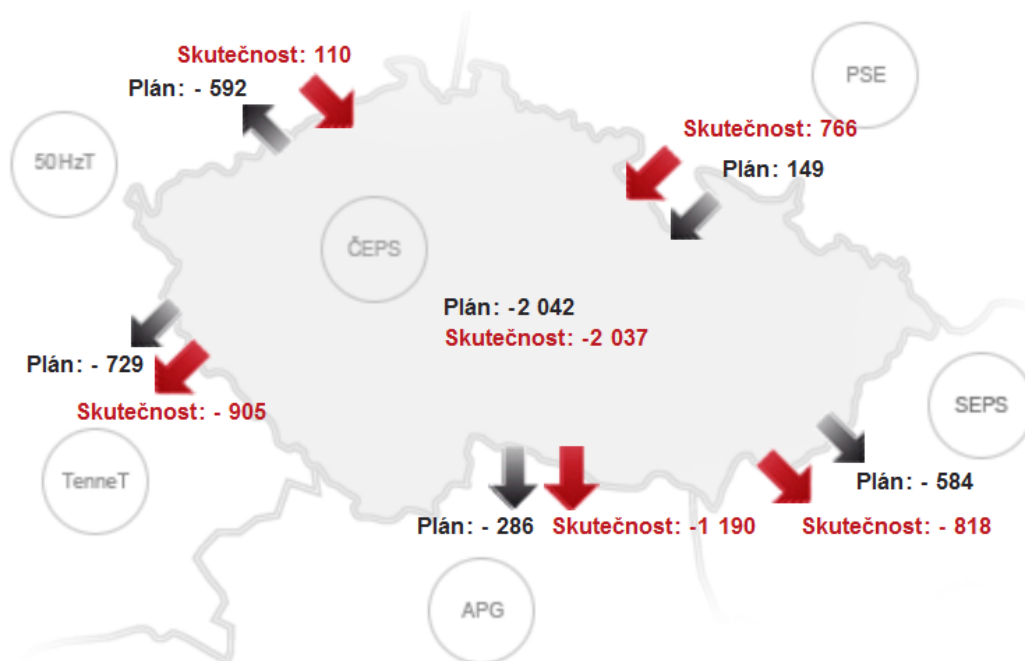
Graf 3 - Ztráty na vedení pro jednotlivé varianty

5.2 Technické hodnocení variant

V této práci uvažujeme dvě varianty modernizace vedení V420. První varianta A předpokládá jednoduchou modernizaci vedení, kdy se zachovávají přibližně stejné parametry vedení pro provozní teplotu +80°C. Druhá varianta B pracuje s možností zdvojení vedení s použitím většího průřezu vodiče, což nám umožní větší využití vedení.

Budeme-li varianty hodnotit podle změny spolehlivosti soustavy, tak varianta A přispěje pouze spolehlivostí vlastního provozu, tedy menšímu výskytu poruch na vedení. Ovšem zdvojením vedení ve variantě B bychom docílili navýšení spolehlivosti celé soustavy, tedy zlepšili bychom podmínky pro dodržení kritéria N-1. Kritérium N-1 je základním kritériem spolehlivosti provozu soustavy spočívající ve schopnosti soustavy udržet parametry soustavy i po výpadku libovolného prvku (např. vedení, transformátoru, bloku apod.).

Také se můžeme na hodnocení podívat z pohledu přeshraničních toků, se kterými se musí naše soustava vypořádat. Na obr. 9 můžeme vidět znázorněné průměrné hodnoty plánovaných a skutečných přeshraničních toků v roce 2013. Tyto toky jsou nestálé a mohou nárazově velice zatížit přenosovou soustavu.



Obr. 9 - Průměrné hodnoty plánovaných a skutečných přeshraničních toků za rok 2013 [MW]
[2]

Konkrétně toky výkonu z německé soustavy 50HzT do soustav TenneT v jižním Německu a APG v Rakousku, způsobené nárazovým vysokým výkonem větrných elektráren centralizovaných v severní části Německa, se týkají námi navrhovaného vedení a vyvolávají značné výkyvy v síti. Tyto nárazové výkony krátkodobě dosahují hodnot až 1000 MW. Zdvojením vedení V420 (a následně V422) by se posílila soustava v tomto směru, čímž by se zabránilo dalšímu přetěžování ostatních vedení.

Při návrhu vedení bychom zároveň měli brát v úvahu dlouhodobý rozvoj soustavy a uspořádání zdrojů, které by se mohly v průběhu dlouhé životnosti vedení změnit. Historickým rozpořením průmyslových oblastí a uhelných zdrojů je dnešní přenosová soustava orientována ze severozápadního směru na východ. Budeme-li uvažovat dobu vývoje v průběhu příštích 40 let, můžeme například uvažovat tendence útlumu výroby z oblasti uhelných zdrojů (hlavně na severu Čech) a vzrůstající výrobu z jaderných zdrojů, především díky dostavbě JE Temelín. Tyto výrazné změny v rozložení zdrojů přinesou i jiné požadavky na směry a velikosti přenášených výkonů. Již dnes jsou znát snahy o posílení soustavy směrem z jihu na sever (například plánované vedení V406/V407 Kočín-Mírovka a propojení V413 Hradec-Mírovka-Prosenice). Avšak v tuto chvíli nemůžeme odhadnout, jakou roli by v této nové situaci hrálo vedení V420, ale je možné, že by bylo nutné navázat na dvojité vedení z trafostanice Kočín a přenášet energii opačným směrem, tedy do trafostanice Hradec.

5.3 Odhad nákladů

Byl proveden odhad nákladů pro jednotlivé varianty a podvarianty. Náklady jsou složeny z nákladů za práci a náklady za materiál, které dohromady dávají celkové náklady, které by investor musel vynaložit na realizaci projektu.

V tab. 16 je uveden celkový soupis nákladů pro variantu A s alternativní montáží kombinovaného zemnicího lana. Dále v tab. 17 jsou již jen celkové souhrny pro všechny varianty.

Varianta A bez KZL			
	Práce	Materiál	Celkem
Demontáž	177 697 tis.Kč	0 tis.Kč	177 697 tis.Kč
Nový fázový vodič	298 858 tis.Kč	278 141 tis.Kč	576 999 tis.Kč
Izolátorové závěsy	23 778 tis.Kč	160 411 tis.Kč	184 190 tis.Kč
Úpravy stožárů	51 834 tis.Kč	6 723 tis.Kč	58 557 tis.Kč
Nové stožáry	0 tis.Kč	0 tis.Kč	0 tis.Kč
Příjezdové cesty	50 313 tis.Kč	0 tis.Kč	50 313 tis.Kč
Nové ZL	0 tis.Kč	0 tis.Kč	0 tis.Kč
Polní škody	15 325 tis.Kč	0 tis.Kč	15 325 tis.Kč
Zřízení staveniště a ostraha	11 132 tis.Kč	0 tis.Kč	11 132 tis.Kč
Revize, měření	3 117 tis.Kč	0 tis.Kč	3 117 tis.Kč
Inž. činnost dodavatelská	4 453 tis.Kč	0 tis.Kč	4 453 tis.Kč
Vytýčení podzemních sítí	445 tis.Kč	0 tis.Kč	445 tis.Kč
Náklady za zajištění křížov. vedení	12 545 tis.Kč	0 tis.Kč	12 545 tis.Kč
Studie			2 000 tis.Kč
EIA			6 000 tis.Kč
Cena DÚŘ			27 921 tis.Kč
Cena DSP			32 389 tis.Kč
Cena TDW			17 870 tis.Kč
Cena DPS			11 169 tis.Kč
Smluvní vztahy			5 584 tis.Kč
Provoz stavby			18 987 tis.Kč
DSPS			5 584 tis.Kč
			1 222 276 tis.Kč

Tab. 16 - Odhad nákladů pro variantu A bez KZL

Odhad nákladů pro modernizaci vedení

Varianta	A	A s KZL	B-A	B-B	B-C	B-D
Demontáž	177 697 tis.Kč	191 260 tis.Kč	384 416 tis.Kč	383 381 tis.Kč	384 193 tis.Kč	383 158 tis.Kč
Nový fázový vodič	576 999 tis.Kč	576 999 tis.Kč	1 107 295 tis.Kč	1 117 713 tis.Kč	1 170 070 tis.Kč	1 180 488 tis.Kč
Izol. závěsy	184 190 tis.Kč	184 190 tis.Kč	309 250 tis.Kč	312 973 tis.Kč	326 253 tis.Kč	329 976 tis.Kč
Úpravy stožárů	58 557 tis.Kč	96 706 tis.Kč	725 606 tis.Kč	659 699 tis.Kč	65 907 tis.Kč	0 tis.Kč
Nové stožáry	0 tis.Kč	0 tis.Kč	2 851 807 tis.Kč	2 921 301 tis.Kč	3 190 849 tis.Kč	3 260 343 tis.Kč
Příjezdové cesty	50 313 tis.Kč	50 313 tis.Kč	50 313 tis.Kč	50 313 tis.Kč	50 313 tis.Kč	50 313 tis.Kč
Nové ZL	0 tis.Kč	0 tis.Kč	32 430 tis.Kč	33 084 tis.Kč	36 368 tis.Kč	37 021 tis.Kč
Sestavy pro ZL	0 tis.Kč	0 tis.Kč	7 350 tis.Kč	7 350 tis.Kč	7 350 tis.Kč	7 350 tis.Kč
Nové KZL	0 tis.Kč	124 310 tis.Kč	114 017 tis.Kč	114 017 tis.Kč	114 017 tis.Kč	114 017 tis.Kč
Sestavy a úprava st pro KZL	0 tis.Kč	51 552 tis.Kč	49 940 tis.Kč	49 940 tis.Kč	49 940 tis.Kč	49 940 tis.Kč
Polní škody	15 325 tis.Kč	15 325 tis.Kč	13 345 tis.Kč	13 345 tis.Kč	13 345 tis.Kč	13 345 tis.Kč
Zřízení staveniště a ostraha	11 132 tis.Kč	11 132 tis.Kč	53 848 tis.Kč	53 848 tis.Kč	53 848 tis.Kč	53 848 tis.Kč
Revize, měření	3 117 tis.Kč	3 117 tis.Kč	13 462 tis.Kč	13 462 tis.Kč	13 462 tis.Kč	13 462 tis.Kč
Inž. činnost dodavatelská	4 453 tis.Kč	4 453 tis.Kč	19 232 tis.Kč	19 232 tis.Kč	19 232 tis.Kč	19 232 tis.Kč
Vytýčení podzemních sítí	445 tis.Kč	445 tis.Kč	1 923 tis.Kč	1 923 tis.Kč	1 923 tis.Kč	1 923 tis.Kč
Náklady na zajištění křížovaných ved. a komun.	12 545 tis.Kč	12 545 tis.Kč	8 193 tis.Kč	8 193 tis.Kč	8 193 tis.Kč	8 193 tis.Kč
Cena projektů a inženýringu	127 504 tis.Kč	145 265 tis.Kč	468 373 tis.Kč	468 373 tis.Kč	468 373 tis.Kč	468 373 tis.Kč
Celkem	1 222 276 tis.Kč	1 467 613 tis.Kč	6 210 800 tis.Kč	6 228 145 tis.Kč	5 973 636 tis.Kč	5 990 981 tis.Kč

Tab. 17 Odhad nákladů pro jednotlivé varianty modernizace

5.4 Ekonomické zhodnocení

Chceme-li mezi variantami vybrat efektivnější možnost, musíme posoudit varianty i z ekonomického hlediska. V rámci této práce se nepodařilo nashromáždit dostatek dat pro provedení ekonomické analýzy; podíváme se alespoň teoreticky na základní metody a úvahy.

Pro porovnání ekonomické efektivity investic lze použít metodu stanovení čisté současné hodnoty (NPV) za dobu hodnocení projektu.

$$NPV = \sum_{t=1}^T CF_t \cdot (1 + i)^{-t}$$

Kde CF_t je hotovostní tok pro rok t
 i nominální diskontní sazba

$$CF_t = V_t - N_{pt} - N_{it} - D_t$$

Kde V_t jsou výnosy v roce t
 N_{pt} provozní náklady v roce t
 N_{it} investiční náklady v roce t
 D_t daň z příjmu v roce t

Mezi provozní náklady můžeme počítat s náklady na opravu poruch, revize, preventivní údržby, ztráty v síti a další náklady spojené s provozováním daného projektu. Výnosy v jednotlivých variantách bychom mohli předpokládat jako příjmy účtované provozovatelům distribučních soustav, zákazníkům a výrobcům za poskytnutí přenosu. Ovšem odvětví přenosu elektrické energie spadá do tzv. přirozených monopolů, kdy regulační úřad zmocněný státem, musí regulovat činnost těchto odvětví, k nimž včetně přenosu elektrické energie patří i distribuce elektrické energie a plynu. Cílem této regulace je určit přiměřenou úroveň zisku společností během pětiletého regulačního období, zajistit dostatečnou kvalitu poskytovaných služeb zákazníkům při efektivně vynaložených nákladech, podporovat budoucí investice, zajišťovat zdroje pro obnovu sítí a dále zvyšovat efektivitu. [8]

Cena za přenos energie je tedy regulována na základě metodiky spočívající ve stanovení přiměřeného zisku společnosti, který je závislý na aktivech společnosti a regulovaných nákladech, k nimž patří odpisy, provozní výdaje a náklady na ztráty. ERÚ tedy stanovuje určité procento z WACC (vážená cena kapitálu), na které má provozovatel přenosové soustavy nárok. V konečném důsledku to znamená, že uzná-li úřad, že se daná investice

zahrne do hodnoty majetku, jenž je vstupem pro výpočet WACC, zvýší se o odpisy a výnos této investice i cena za přenos elektrické energie v příštích regulačních obdobích a provozovatel bude mít z této investice vždy zaručený zisk ve výši WACC a investice bude vždy efektivní. Z tohoto pohledu nezáleží na velikosti investice a nabízí se vybrat variantu, která nám přinese větší efekt, například snížením ztrát na vedení.

Tento pohled zaručuje efektivnost ze strany provozovatele přenosové soustavy, avšak o efektivnosti dané investice v rámci celého systému tato metoda nic nevyovídá. Stanovení komplexní veličiny, která by zahrнула dopady na přenosovou soustavu a dala se použít pro porovnání jednotlivých investic, je velice náročné. Jednou z možností je vypočítat tzv. koeficient efektivnosti, tedy podíl skutečných kladných peněžních efektů (výnosů), které daná investice přinese, zápornými efekty (výdaji), které přímo vyvolá. Porovnáním těchto koeficientů lze stanovit, která z porovnávaných investic je efektivnější. Ovšem stanovit a vyčíslit jednotlivé efekty je náročné, v některých případech nemožné, protože v případě výstavby příp. posílení se tyto jednotlivé efekty (kladné i záporné) rozprostřou po celé přenosové soustavě, nebo dávají provozovateli pouze určité právo volby.

5.4.1 Členění nákladů

Při ekonomickém hodnocení investic rozlišujeme tři druhy nákladů, resp. výdajů:

- **Investiční výdaje**, které jsou součástí stálé složky nákladů nezávislých na množství přenášeného výkonu. Z těchto výdajů se do nákladů počítají odpisy.
- **Stálé provozní náklady**, do kterých patří například náklady na udržení provozu systému, údržby, opravy apod. Tyto náklady také nezávisí na velikosti přenášeného výkonu.
- **Proměnné provozní náklady**, které již závisí na velikosti přenášeného výkonu.

Respektujeme-li toto členění, můžeme se řídit vztahem:

$$N_v = N_p + N_w = P_m n_p + W_r n_w = P_m (n_p + T_m n_w)$$

Kde	N_v	jsou provozní náklady [Kč]
	N_p a N_w	stálá a proměnná složka nákladů [Kč]
	P_m	roční maximální zatížení [MW]
	W_r	ztracená energie při přenosu [MWh]
	T_m	roční doba využití maxima [h]
	n_p	měrné stálé náklady vztažené na P_m [Kč/MW]

n_w měrné proměnné náklady [Kč/MWh]

5.4.1.1 Stálé provozní náklady

Do stálých provozních nákladů, které nezávisí na velikosti přenášeného výkonu, počítáme takové výdaje, které je zapotřebí vynaložit na spolehlivý provoz vedení. Například to jsou náklady na opravy a údržbu, mzdy, nájemné apod.

Společnost ČEPS se řídí tzv. Řádem preventivní údržby elektrických zařízení přenosové soustavy (ŘPÚ), který stanovuje periody kontrolních a údržbových prací. Patří tam například pochůzkové kontroly (1x za rok), kontrola ochranného pásma (1x za rok), letecké kontroly (1x za 3 roky), lezecké prohlídky (1x za 5 let), měření uzemnění (1x za 4 roky) a další. Dále jsou prováděny další opravy zjištěné na základě prohlídek, údržba ochranného pásma, opravy betonových zhlaví, nátěry stožárových konstrukcí a řada dalších.

5.4.1.2 Proměnné provozní náklady

Významným provozně proměnným nákladem jsou náklady na ztráty. Jako jeden z kladných efektů při hodnocení efektivity (uvažujeme-li zlepšení parametrů vedení) můžeme brát ušetřené ztráty v síti, jelikož náklady, které bychom museli vynaložit na nákup ztrát, se potom jeví jako výnos. Pro investice v přenosové soustavě, které mají dlouhou dobu životnosti, je k ocenění ztrát vhodné použít dlouhodobé marginální náklady vypočtené metodou reprezentantů.

V praxi společnost ČEPS nakupuje elektřinu pro krytí ztrát a pro vlastní spotřebu za nejnižší náklady prostřednictvím výběrových řízení a prostřednictvím krátkodobého trhu s elektřinou organizovaného operátorem trhu. ČEPS se při nákupu řídí očekávaným množstvím elektřiny, které je stanoveno na základě predikce v ročních, měsíčních a denních intervalech. Na grafu 3 (str. 42) je znázorněna závislost ztrátového výkonu na zatížení vedení. Porovnáme-li obě varianty z hlediska ztrát, zjistíme, že dvojitě vedení ve variantě B má při stejném přenášeném výkonu poloviční ztráty.

5.4.2 Obchod s přenosovými službami

Přenosové služby (PřS) na úrovni přenosové soustavy poskytuje ČEPS subjektům na základě smlouvy. Ceny za přenosové služby jsou každoročně pevně stanoveny ERÚ a to v tomto rozdělení:

- za rezervaci kapacity přenosových zařízení;
- za použití sítí.

Odběratel, jenž chce využít PřS, předává roční požadavek na přenos elektřiny v rozpisu na jednotlivé měsíce. Skutečná výše přenesené elektřiny je poté stanovena na základě obchodního měření v předávacím místě odběratele.

ČEPS také organizuje přeshraniční obchod s PřS, který je závislý na přenosových schopnostech profilu mezi dvěma sousedícími přenosovými soustavami. Nediskriminující a transparentní proces přidělování práva využití přenosových kapacit je prováděn prostřednictvím aukcí. Mimo aukční proces je organizován vnitrodenní přeshraniční přenos elektřiny – Intraday, který je organizován několikrát během obchodního dne.

5.5 Časová náročnost modernizace

Časová náročnost projektu je důležitá součástí projektů, neboť u rekonstrukce vedení je podmínkou odstavení daného vedení po dobu rekonstrukce. Doba rekonstrukce může dosahovat řádově měsíců i let a odstavení vedení na tak dlouhou dobu způsobuje komplikace v síti, zvláště u vedení, jež jsou přetěžována. Tyto komplikace lze snížit například tím, že se rekonstrukce rozdělí do částí, jejichž realizace je rozvrhnutá do letních měsíců, kdy je přenosová soustava méně namáhána.

Pro jednotlivé varianty modernizace byl stanoven odhad časové náročnosti pro jednu plně vybavenou montážní skupinu. Odhad je ve dnech a celkový čas výstavby je závislý na počtu montážních skupin, které budou na stavbu nasazeny. Dále je uveden odhad délky stavby v měsících při nasazení 2 a 5 montážních jednotek.

Varianta	A	A s KZL	B-A	B-B	B-C	B-D
Demontáž stávajících komponent	67	88	236	223	233	220
Instalace nového vodiče	204	204	382	386	404	408
Instalace izol.závěsů	308	308	578	585	613	620
Instalce KZL	0	68	143	143	143	143
Instalace ZL	0	0	123	125	137	140
Stavba nových stožárů	0	0	5 424	5 601	6 168	6 345
Celkem [dnů]	579	668	6 887	7 064	7 698	7 875
Celkem [měsíců]	29	33	344	353	385	394
Použití 2 montážních jednotek [měsíců]	14	17	172	177	192	197
Použití 5 montážních jednotek [měsíců]	6	7	69	71	77	79

Tab. 18 - Odhad časové náročnosti

6 Závěr

Účelem této práce bylo navrhnout a posoudit modernizaci vedení VVN. Bylo uvažováno s dvěma variantami modernizace a to varianta A, která předpokládala použití obdobných prvků, jako jsou na stávajícím vedení a varianta B, která počítala s demontáží stávajícího a stavbou nového dvojitého vedení.

Práce začínala uvedením do problematiky výstavby vedení. Ve druhé kapitole byl teoreticky popsán návrh vedení při celkové rekonstrukci. V další části práce jsem popsal současný stav vedení a navrhl možné varianty modernizace. V poslední části jsem vyhodnotil varianty modernizace po technické a ekonomické stránce a uvedl možné pohledy na rozvoj soustavy.

Ve variantě A budou demontovány fázové vodiče a izolátorové závěsy. Budou nainstalovány nové fázové vodiče 382-AL1/49-ST1A s maximální proudovou zatížitelností 2100 A na trojsvazek, které budou nataženy stejnými tahy jako stávající vodiče. Bylo uvažováno s použitím keramických izolátorových závěsů. Pro splnění požadavku 100% využití přenosové kapacity vodiče a maximální provozní teploty +80°C, bude nutno zvýšit 44 nosných stožárů a 1 kotevní stožár. Živostnost této varianty se předpokládá 40 let. Odborný odhad nákladů činí 1 222 mil. Kč a celou stavbu lze realizovat za 29 měsíců při nasazení jedné plně vybavené montážní skupiny.

Varianta A ještě nabízí možnost demontáže jednoho zemnicího lana a instalaci kombinovaného zemnicího lana pro datový přenos. Náklady by tak činily 1 468 mil. Kč a realizace by se prodloužila na 33 měsíců.

Ve variantě B bude stávající jednoduché vedení V420 nahrazeno novým dvojitým vedením s variantními možnostmi využití stávajících dvojitých zaústění do TR Hradec a TR Mírovka. Mezi podvariantami doporučuji zvolení varianty B-D, která předpokládá u obou zaústění do TR použití nových stožárů. Stávající fázové vodiče, izolátorové závěsy, zemnicí lana a celé stožáry včetně základů budou u jednoduchého vedení nahrazeny novými prvky. Na vedení bude instalovaný nový vodič 490-AL1/64-ST1A, jehož maximální proudové zatížení je 2455 A na trojsvazek. Bylo uvažováno s použitím keramických izolátorových závěsů a s instalací jednoho zemnicího lana a jednoho kombinovaného zemnicího lana. Životnost této varianty se předpokládá 80 let s nutnou rekonstrukcí v polovině této doby. Pro tuto variantu je odborný odhad nákladů 5 991 mil. Kč a lze ji realizovat za 394 měsíců s využitím jedné montážní skupiny.

Shrneme-li hodnocení variant po technické stránce, varianta B má všechny výhody. Zdvojené vedení nabízí především větší přenosovou kapacitu, díky které je zamezeno přetěžování přenosových cest ze směru západ-východ a větší možnost obchodovatelného množství přenášené energie. Dále dvojitě vedení přináší nárůst spolehlivosti celé sítě v rámci kritéria N-1, větší operativní možnosti pro provozovatele při údržbě a opravách a menší energetické ztráty. Z technického hlediska by bylo výhodnější zvolit variantu B.

Každou investici je potřeba zhodnotit i z ekonomického hlediska. V rámci této práce se však nepodařilo nashromáždit dostatek dat pro vyvození přesného ekonomického efektu. Srovnáme-li investiční výdaje variant, jejichž velikost je u varianty B výrazně vyšší, můžeme tvrdit, že z pohledu úspor ztrát v síti se zdvojení vedení ekonomicky nevyplatí. Zároveň není předpokládáno, že by se na vedení mělo výrazně zvětšovat zatížení, tudíž zvětšení přenosové schopnosti v rámci zdvojení vedení není ekonomicky rentabilní.

Jako kompromis obou variant se nabízí možnost, jež si částečně ponechá výhody obou variant. Tato možnost spočívá ve výstavbě dvojitě vedení jako ve variantě B, ovšem s instalací pouze jednoho potahu ze dvou možných. Toto řešení si ponechává možnost v budoucnosti využít i druhý potah instalovaných stožárů, ale s prvotně menšími investičními výdaji (zhruba o 1 mld. méně než varianta B).

Volba určité varianty je přímo spjata s rozvojovou strategií, kterou určuje provozovatel přenosové soustavy. Zároveň je však dána ekonomickými možnostmi, které může v daném období provozovatel vynaložit. A v neposlední řadě je potřeba uvažovat jaké důsledky by v soustavě způsobila dlouhodobá odstávka tohoto vedení v době jeho modernizace.

7 Literatura

1. Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých
2. ČEPS a.s. *Česká přenosová soustava* [online]. 2013. Dostupné také z: <http://www.ceps.cz/>
3. VÍTEK, M. *Ekonomika dopravních energetických systémů*. Praha: Vydavatelství ČVUT, 2002. ISBN 80-01-02546-2.
4. MERTLOVÁ, J. a L. NOHÁČOVÁ. *Elektrické stanice a vedení*. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2008.
5. ČSN EN 50 341-3-19. *Elektrická venkovní vedení s napětím nad AC 45 kV - část 3*. 2007.
6. CIESLAR, S. Rozvoj sítí. *All for power*. 2009, č. 04, s. 74-75.
7. ČEPS, A.S. In: *Plán rozvoje přenosové soustavy České republiky 2014-2023* [online]. 15. 11. 2013 [cit. 2014-02-15]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Documents/Rozvoj%20PS/2013/Plán%20rozvoje%20přenosové%20soustavy%20České%20republiky%202014%20-%202023.pdf>
8. ERÚ. Zveřejnění Závěrečné zprávy ERÚ o metodice regulace III. regulačního období. In: *ERÚ* [online]. 11. 11. 2009 [cit. 2014-05]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/cs/-/zverejneni-zaverecne-zpravy-eru-o-metodice-regulace-iii-regulacniho-obdobi>
9. BELATKA, M. L. KRBA a J. PLACHÝ. *Technická zpráva. V420 - posouzení zatížitelnosti vedení*. Praha: Elektrotrans a.s. 2010.
10. KRBA, L. J. PLACHÝ a J. SMEJKAL. *Technická zpráva: Vedení 400 kV V420 studie modernizace vedení*. Praha: Elektrotrans a.s. 2011.
11. NĚMEČEK, F. *Přenos a rozvod elektrické energie*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 1983.
12. ČSN EN 50 341-1. *Elektrická venkovní vedení s napětím nad 45 kV - část 1*. 2002.

8 Seznam zkratek

ČEPS	ČEPS a.s. – provozovatel české přenosové soustavy
ČSN (EN)	česká státní norma (Evropská norma)
EIA	vyhodnocení vlivů na životní prostředí
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
DN+	dvojitý nosný izolátorový závěs
DPS	dokument pro provedení stavby
DSP	dokumentace pro stavební povolení
DSPS	dokumentace skutečného provedení stavby
DÚŘ	dokumentace pro územní rozhodnutí
HBM	Havlíčkův Brod rozvodna Mírovka
HRD, HRA	rozvodna Hradec u Kadaně
KZL	kombinované zemnicí lano
NPV	čistá současná hodnota
PK _Λ	polokotevní závěs z kompozitních izolátorů do tvaru Λ
PK _⊥	polokotevní závěs z kompozitních izolátorů do tvaru ⊥
PS	přenosová soustava
TDW	tendrová dokumentace pro výběr zhotovitele
TR	transformovna
VVN	velmi vysoké vedení
WACC	vážené průměrné náklady kapitálu
ZL	zemnicí lano
ZVN	zvláště vysoké vedení

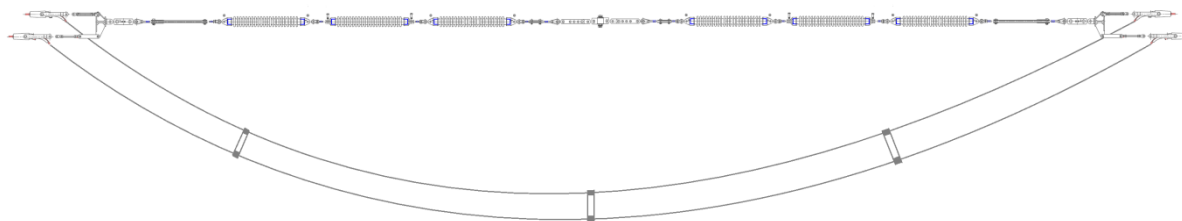
9 Seznam obrázků, grafů a tabulek

Obr. 1 - Přenosová soustava ČR [2]	11
Obr. 2 - Náhradní schéma jednofázového modelu vedení.....	12
Obr. 3 - Souměrná řetězovka	19
Obr. 4 - Síly působící na element délky.....	19
Obr. 5 - celkové schéma vedení (stav k 22. 10. 2010).....	28
Obr. 6 - Nosný a kotevní stožár Portál 1962.....	30
Obr. 7 - Nosný a kotevní stožár Donau r. 1962	30
Obr. 8 - Nosný a kotevní stožár Donau 1974	31
Obr. 9 - Průměrné hodnoty plánovaných a skutečných přeshraničních toků za rok 2013 [MW] [2]	43
Graf 1 - Poruchovost vedení v závislosti na jeho stáří [7].....	33
Graf 2 - Napěťové poměry $U_1=f(P_2)$ pro jednotlivé varianty	42
Graf 3 - Ztráty na vedení pro jednotlivé varianty	42
Tab. 1 - Zařízení přenosové soustavy ČR (rok 2013) [2]	11
Tab. 2 - vhodné velikosti parametrů d a r [3]	17
Tab. 3 - Minimální vzdálenost vodiče od země na místech volně přístupných.....	22
Tab. 4 - Nejvyšší přípustné hodnoty indukované proudové hustoty podle Nařízení vlády č. 1/2008 Sb.....	23
Tab. 5 - Mezní hodnoty vlivů klimatických podmínek [5].....	24
Tab. 6 – Nejvyšší proudová zatížitelnost standardizovaných vodičů	24
Tab. 7 - Ochranná pásma dle zákona č. 458/2000 Sb.....	27
Tab. 8 - Dovolené zatížení vodičů podle ČSN EN 50341	32
Tab. 9 - Typy izolátorových závěsů - varianta A	35
Tab. 10 - Použití kompozitních izolátorových závěsů.....	35
Tab. 11 - Typy izolátorových závěsů - varianta B.....	38
Tab. 12 - Počty stožárů pro jednotlivé hmotnosti závaží.....	39
Tab. 13 - Počty stožárů pro jednotlivé hmotnosti závaží po zvýšení stožárů.....	39
Tab. 14 – Celkový přehled zvýšených stožárů před a po úpravě závaží	40
Tab. 15 - Porovnání el. parametrů stávajícího vedení a jednotlivých variant	41

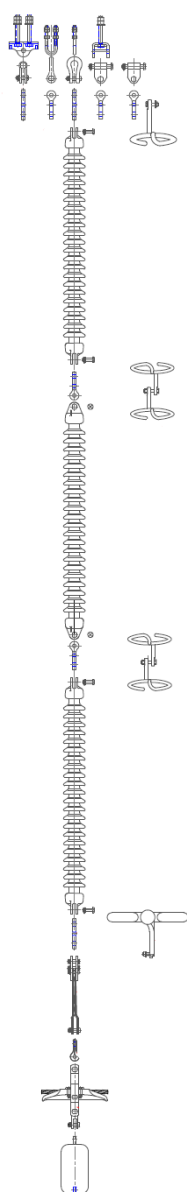
Tab. 16 - Odhad nákladů pro variantu A bez KZL.....	45
Tab. 17 Odhad nákladů pro jednotlivé varianty modernizace	46
Tab. 18 - Odhad časové náročnosti.....	51

10 Přílohy

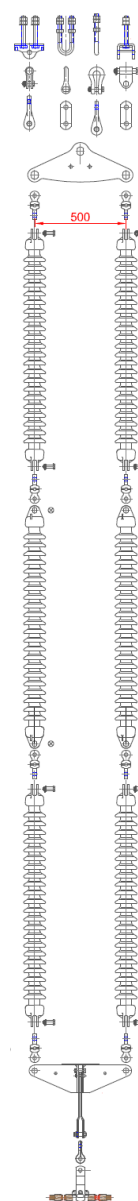
10.1 Uspořádání izolátorových závěsů



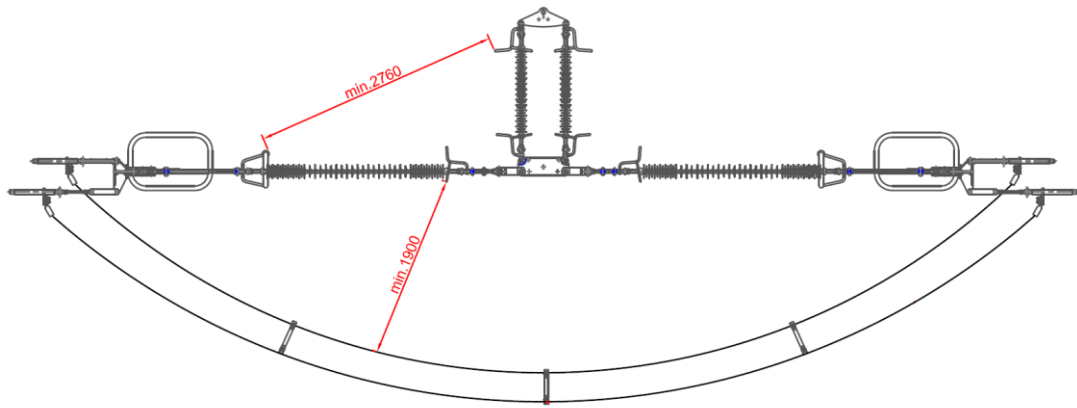
Dvojitý kotevní závěs DK



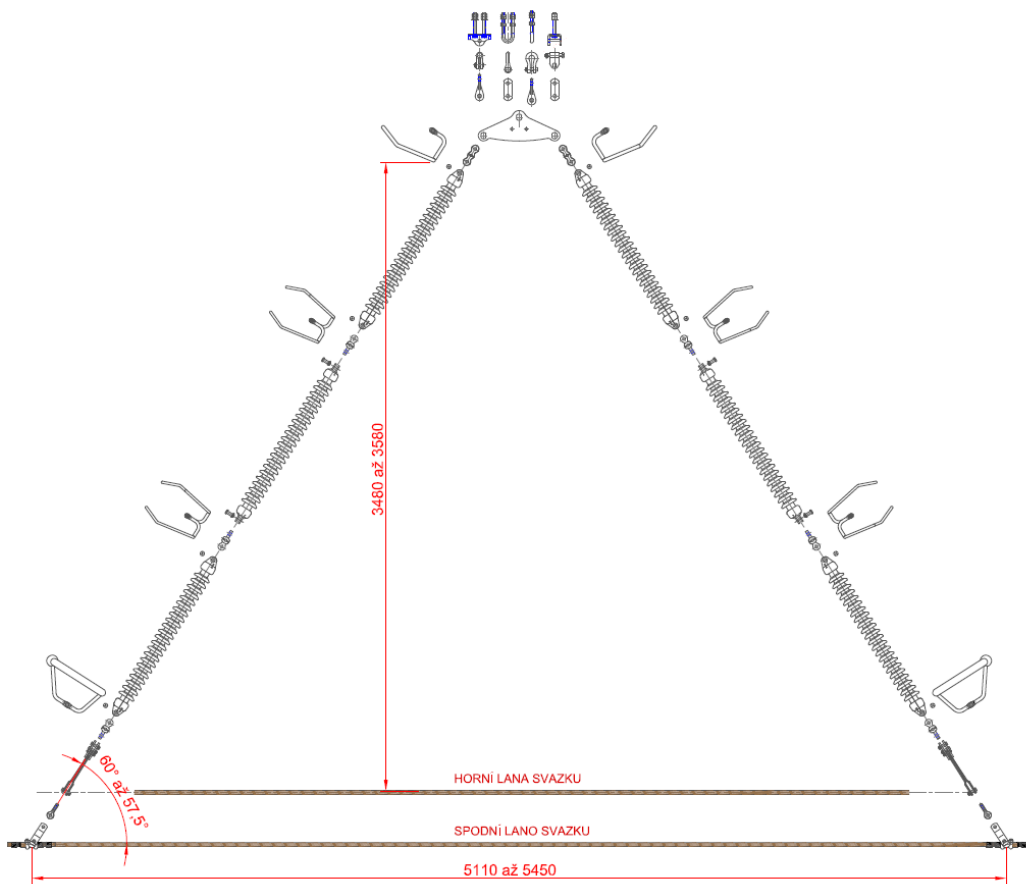
Pomocný nosný závěs PN



Dvojitý nosný závěs DN



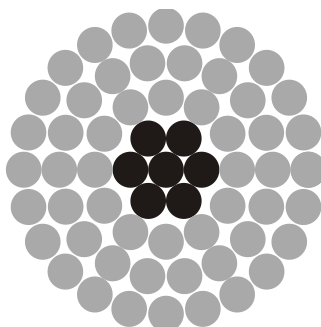
Kompozitní izolátorový závěs PK \perp



Kompozitní izolátorový závěs PK Δ

10.2 Konstrukční uspořádání a data lan

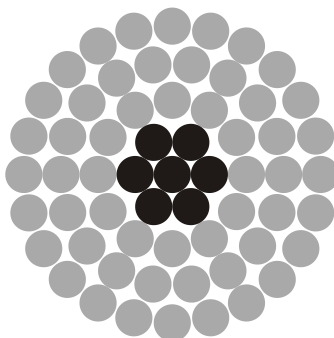
10.2.1 Fázový vodič 382-AL1/49-ST1A



Typ lana:	382-AL1/49-ST1A		
Fe duše lana (core)	Materiál (Material)	(-)	ST1A
	Počet drátů a konstrukce (Number of wires and design)	(-)	1+6
	Jmenovitý průměr drátu (Nominal diameter of wire)	(mm)	3,00
	Vypočtený průměr (Calculated diameter)	(mm)	9,00
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	49,48
	Vypočtená hmotnost (Calculated weight)	(kg·km ⁻¹)	387,0
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	3,90053
Al/AA plášť (Al/AA layers)	Materiál (Material)	(-)	AL1
	Počet drátů a konstrukce (Number of wires and design)	(-)	12+18+24
	Jmenovitý průměr drátu (Nominal diameter of wire)	(mm)	3,00
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	381,70
	Vypočtená hmotnost (Calculated weight)	(kg·km ⁻¹)	1055,6
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	0,07576
Mazivo (Grease)	Mazané pouze jádro (dle EN 50182 přílohy B, obrázek B1a)		
	Vypočtená hmotnost maziva (Weight of grease)	(kg·km ⁻¹)	9,810
Lano (Cable)	Průměr (Total diameter)	(mm)	27,00
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	431,18
	Poměr průřezů Al:Fe (Ratio of cross sections)	(-)	7,71
	Jmenovitá hmotnost bez mazadla (Nominal total weight without grease)	(kg·km ⁻¹)	1442,5
	Jmenovitá hmotnost s mazadlem (Nominal total weight including grease)	(kg·km ⁻¹)	1452,3
	Modul pružnosti (Module of elasticity)	(MPa)	67100
	Součinitel teplotní roztažnosti (Coefficient of thermal expansion)	10 ⁶ ·(K ⁻¹)	19,4
	Měrná tíha (Specific weight)	(N·m ⁻¹ ·mm ⁻²)	0,033031
	Matematická pevnost (Rated tensile strength)	(kN)	121,30
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	0,07576
	Směr vinutí vnější vrstvy (Direction of outer layer coiling)	-	pravý (Z)
Balení *) (Packaging)	Průměr bubnu / šířka bubnu (Diameter of reel / Overall width of reel)	(mm)	2250 / 1300
	Dodací délka lana (Delivery length of cable)	(m)	4013

^{*)} běžné rozměry bubnu, použití větších bubnů, je závislé od technického vybavení dodavatele stavby

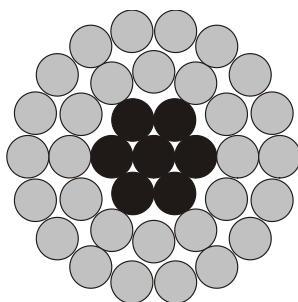
10.2.2 Fázový vodič 490-AL1/64-ST1A



Typ lana:	490-AL1/64-ST1A		
Fe duše lana (core)	Materiál (Material)	(-)	ST1A
	Počet drátů a konstrukce (Number of wires and design)	(-)	1+6
	Jmenovitý průměr drátu (Nominal diameter of wire)	(mm)	3,40
	Vypočtený průměr (Calculated diameter)	(mm)	10,20
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	63,55
	Vypočtená hmotnost (Calculated weight)	(kg·km ⁻¹)	497,0
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	3,03674
Al/AA plášť (Al/AA layers)	Materiál (Material)	(-)	AL1
	Počet drátů a konstrukce (Number of wires and design)	(-)	12+18+24
	Jmenovitý průměr drátu (Nominal diameter of wire)	(mm)	3,40
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	490,28
	Vypočtená hmotnost (Calculated weight)	(kg·km ⁻¹)	1355,8
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	0,05898
Mazivo (Grease)	Mazané pouze jádro (dle EN 50182 přílohy B, obrázek B1a) -		
	Vypočtená hmotnost maziva (Weight of grease)	(kg·km ⁻¹)	12,600
Lano (Cable)	Průměr (Total diameter)	(mm)	30,60
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	553,83
	Poměr průřezů Al:Fe (Ratio of cross sections)	(-)	7,71
	Jmenovitá hmotnost bez mazadla (Nominal total weight without grease)	(kg·km ⁻¹)	1852,9
	Jmenovitá hmotnost s mazadlem (Nominal total weight including grease)	(kg·km ⁻¹)	1865,5
	Modul pružnosti (Module of elasticity)	(MPa)	67100
	Součinitel teplotní roztažnosti (Coefficient of thermal expansion)	10 ⁶ ·(K ⁻¹)	19,443
	Měrná tíha (Specific weight)	(N·m ⁻¹ ·mm ⁻²)	0,033031
	Matematická pevnost (Rated tensile strength)	(kN)	150,81
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	0,05898
	Směr vinutí vnější vrstvy (Direction of outer layer coiling)	-	pravý (Z)
Balení ^{*)} (Packaging)	Průměr bubnu / šířka bubnu (Diameter of reel / Overall width of reel)	(mm)	2250 / 1200
	Dodací délka lana (Delivery length of cable)	(m)	2840

^{*)} běžné rozměry bubnu, použití větších bubnů, je závislé od technického vybavení dodavatele stavby

10.2.3 Zemní lano 183-AL1/43-ST1A



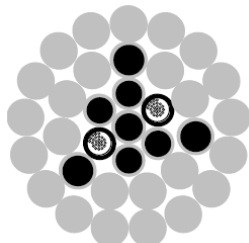
Typ lana:	183-AL1/43-ST1A		
Fe duše lana (core)	Materiál (Material)	(-)	ST1A
	Počet drátů a konstrukce (Number of wires and design)	(-)	1+6
	Jmenovitý průměr drátu (Nominal diameter of wire)	(mm)	2,79
	Vypočtený průměr (Calculated diameter)	(mm)	8,37
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	42,80
	Vypočtená hmotnost (Calculated weight)	(kg·km ⁻¹)	334,7
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	4,50980
Al/AA plášť (Al/AA layers)	Materiál (Material)	(-)	AL1
	Počet drátů a konstrukce (Number of wires and design)	(-)	12+18
	Jmenovitý průměr drátu (Nominal diameter of wire)	(mm)	2,79
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	183,41
	Vypočtená hmotnost (Calculated weight)	(kg·km ⁻¹)	507,0
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	0,15759
Mazivo (Grease)	Mazané pouze jádro (dle EN 50182 přílohy B, obrázek B1a)		
	Vypočtená hmotnost maziva (Weight of grease)	(kg·km ⁻¹)	8,485
Lano (Cable)	Průměr (Total diameter)	(mm)	19,53
	Matematický průřez (Calculated cross section)	(mm ²)	226,20
	Poměr průřezů Al:Fe (Ratio of cross sections)	(-)	4,29
	Jmenovitá hmotnost bez mazadla (Nominal total weight without grease)	(kg·km ⁻¹)	841,6
	Jmenovitá hmotnost s mazadlem (Nominal total weight including grease)	(kg·km ⁻¹)	850,1
	Modul pružnosti (Module of elasticity)	(MPa)	80500
	Součinitel teplotní roztažnosti (Coefficient of thermal expansion)	10 ⁶ ·(K ⁻¹)	17,9
	Měrná tíha (Specific weight)	(N·m ⁻¹ ·mm ⁻²)	0,036855
	Matematická pevnost (Rated tensile strength)	(kN)	79,97
	Stejnoseměrný el. odpor pro 20°C (DC-resistance at 20°C)	(Ω·km ⁻¹)	0,15759
	Směr vinutí vnější vrstvy (Direction of outer layer coiling)	-	pravý (Z)
Balení *) (Packaging)	Průměr bubnu / šířka bubnu (Diameter of reel / Overall width of reel)	(mm)	2000 / 1200
	Dodací délka lana (Delivery length of cable)	(m)	4747

*) běžné rozměry bubnu, použití větších bubnů, je závislé od technického vybavení dodavatele stavby

10.2.4 Kombinované zemní lano AL3/A20SA 159/44 - 19,9

ASLH-D(S)bbb 2 x 24 SMF (AL3 / A20SA 159/44 - 19,9)

Optical Ground Wire (OPGW)



- Stranding direction of outer layer: right hand (Z-stranding)
- Greasing acc. to EN 50182 A.1 / Grease acc. to EN 50326, type B
- Central wire and first layer greased
- Wires acc. to EN 50183 / EN 61232
- Maximum fibre capacity per steel tube: 24
- Fibres coloured acc. to colour code system 048 F IEC
- Fibres acc. to G.652.D

Configuration

Center	1	A20SA - Wire	2,60	mm
Layer 1	4	A20SA - Wires	2,50	mm
	+	2	Stainless Steel Tubes with 24 SMF	2,10 / 2,50
Layer 2	8	AL3 - Wires	2,85	mm
		3	A20SA - Wires	2,85
Layer 3	17	AL3 - Wires	2,85	mm

Mechanical Data

Cable Diameter	19,0	mm
Cable Weight	779	kg/km
Supporting Cross Section	203,6	mm ²
Rated Tensile Strength (RTS)	103,2	kN
Modulus of Elasticity	79,7	kN/mm ²
Thermal Elongation Coefficient	18,6	10 ⁻⁶ /K
Permissible Maximum Working Stress (42% RTS)	212,8	N/mm ² (43,3kN)
Recommended Everyday Stress (16% RTS)	81,1	N/mm ² (16,5kN)
Ultimate Exceptional Stress (72% RTS)	364,9	N/mm ² (74,3kN)

Electrical Data

DC Resistance (20°C)	0,188	Ω/km
Conductivity	44,9%	IACS
Short Time Current (1,0s, 20-200°C)	19,9	kA
Short Time Current (20-200°C)	394,4	kA ² s
Capacity I ² t		

Application

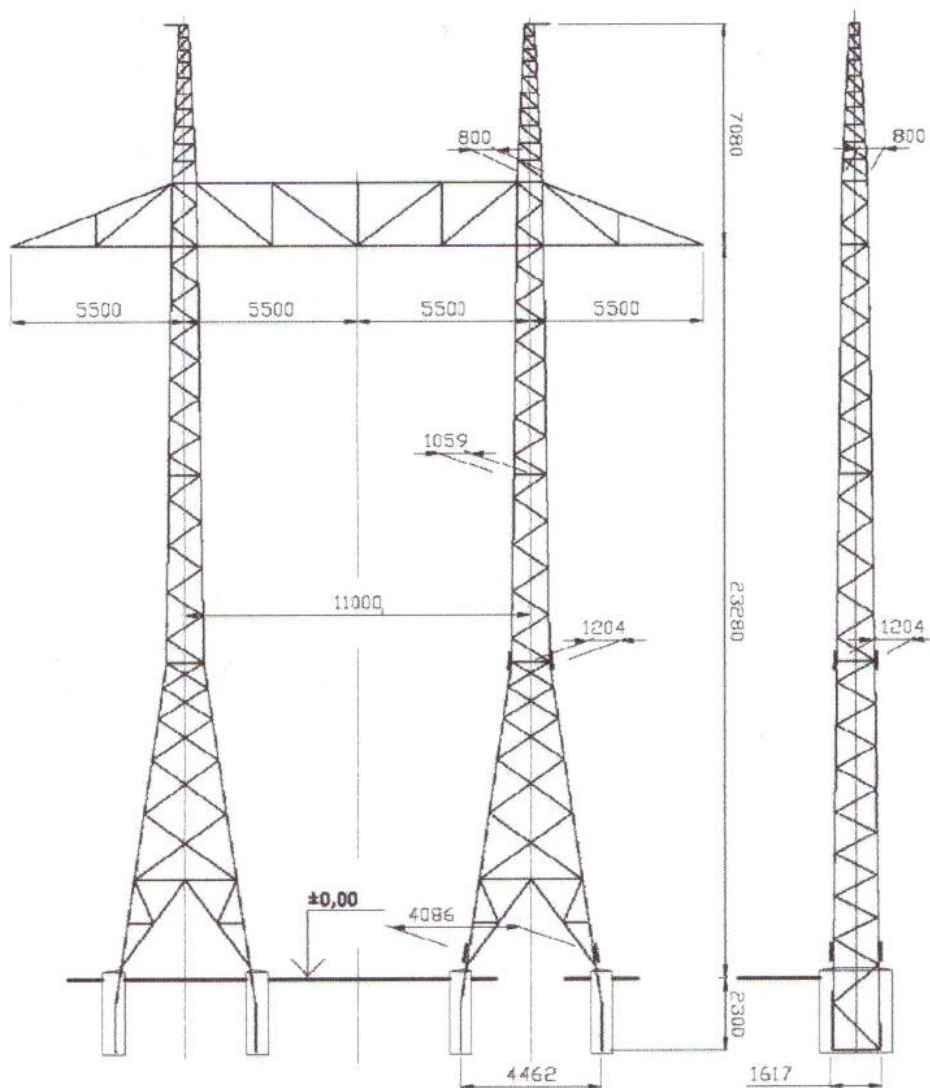
Maximum Permissible Installation Force	30,9	kN
Minimum Bending Radius	238	mm
	285	mm
Normal Delivery Length	4000	m
Temperature Range	-10	to +50°C
	-40	to +80°C

Operation

All Sizes and Values are Nominal Values

10.3 Náčrtek stožárových konstrukcí

10.3.1 Portál



10.3.2 Donau

