

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Efektivnost decentralizovaného zásobování energií

Disertační práce

Mgr. Olga Surzhikova

Praha, únor 2013

Doktorský studijní program: Elektrotechnika a informatika
Studijní obor: Řízení a ekonomika podniku

Školitel: Ing. Martin Beneš, Ph.D.

Školitel specialista: Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem doktorskou disertační práci „**Efektivnost decentralizovaného zásobování energií**“ vypracovala samostatně.

Použitou literaturu včetně vlastních autorských prací a ostatní podkladové materiály uvádím v příloženém seznamu literatury.

V Praze 21.02. 2013

.....
Mgr. Olga Surzhikova

PODĚKOVÁNÍ

Na tomto místě bych ráda poděkovala svému školiteli Ing. Martinu Benešovi, Ph.D. za vedení doktorské disertační práce, dále doc. Ing. Jaroslavu Knápkovi, CSc., doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. a prof. Ing. Oldřichu Starému, CSc. za cenné připomínky k obsahu práce.

Abstract

The issue of energy power supplies of remote, sparsely populated, isolated consumers requires pay a lot of attention from the state. Nevertheless, all measures are directed towards the construction of large energy facilities, centralized energy power supply system and high voltage power lines. What is more, it is developed the plans of construction of regional energy power systems, while the problems of energy power supply of small isolated power consumers are being addressed at the regional and local authorities.

The aim of the thesis is to define the structure of the optimal portfolio of energy sources for energy power supply of isolated consumers and to evaluate a methodology to determine the effectiveness of decentralized energy power supply, because all the costs related to energy power supply is often blamed for regional distributors and often to the local authorities. The including only sources burning fossil fuels but also renewable sources of energy in the optimal portfolio of energy sources can significantly address the problems of decentralized electricity supply zones and reduce the cost of fuel for power plants.

The reliable energy power supply is to prerequisite for supplying the population in these areas and to create an appropriate business environment.

Key words: isolated power consumers, decentralized energy power supply, renewable energy sources.

Osnova

1. Úvod	7
1. Zásobování energií v severních oblastech Ruska	30
1.1. Ekonomické a geografické charakteristiky ruského severu	30
1.2. Zásobování severních částí Ruské federace elektřinou	35
1.3. Zásobování energetických zařízení severních regionů Ruské federace palivem pro výrobu elektřiny	38
1.4. Specifika rozvoje hospodářství na Sibiři a na severu Ruska	40
1.4.1. Hustota obyvatel v oblastech Ruské federace bez připojení k elektrizační soustavě	40
1.4.2. Problémy dodávek elektřiny	41
1.4.3. Ekonomické aspekty zásobování elektřinou na Sibiři a severu Ruska	44
1.4.4. Využívání obnovitelných zdrojů energií (OZE) na Sibiři a severu Ruska	45
1.4.5. Legislativní pravidla pro státní podporu OZE	46
2. Hlavní faktory ovlivňující využívání obnovitelných zdrojů energie	48
2.1. Větrná energie	48
2.2. Vodní energie	50
2.3. Solární energie	51
2.4. Geotermální energie	54
2.5. Energie z biomasy	55
3. Technický potenciál obnovitelných zdrojů energie v Tomské oblasti	57
3.1. Větrná energie	57
3.2. Solární zdroje energie	61
3.3. Vodní energie	62
3.4. Energie z biomasy	63
3.5. Geotermální zdroje	64
4. Současný systém zásobování elektrickou energií v Tomské oblasti zdroje	66
4.1. Popis situace v Tomské oblasti	66
4.2. Decentralizované zásobování elektřinou v tomské oblasti – diesellové agregáty	71
4.3. Problém decentralizace Tomské oblasti	73
4.4. Ekonomické aspekty decentralizovaného zásobování elektřinou	74
5. Regionální energetický program	77
6. Zásobování izolovaných spotřebitelů elektřinou v rámci regionálních energetických programů	84

7. Metodika hodnocení projektů zásobování elektřinou pro izolované spotřebitele.....	89
8. Výpočty pro projekt zásobování elektřinou v obci Novonikolskoje	103
8.1. Vstupní data o situaci v obci Novonikolskoje.....	103
8.2. Určení spotřební charakteristiky.....	105
8.3. Varianta 1 – diesel 2 × 250 kW	106
8.4. Varianta 2 – diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz	109
8.5. Varianta 3 - diesel 6 × 50 kW	111
8.6. Varianta 4 – diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW	114
8.7. Varianta 5 - diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW	116
8.8. Varianta 6 - připojení k elektrizační soustavě	119
8.9. Citlivostní analýzy	121
8.10. Měrné náklady na elektřinu v různých variantách	124
8.11. Srovnání cen elektřiny na Sibiři a ve světě	125
Závěr	127
Seznam literatury	131
Přílohy.....	138

Úvod

Cíl disertační práce

Cílem disertační práce bude vypracovat model ekonomického hodnocení projektů výstavby a obnovy zařízení pro výrobu elektřiny pro izolované spotřebitele. Vytvořený model a metodika hodnocení bude následně ověřena na případové studii na typickém severním regionu Ruské federace (obec Novonikolskoje). Z tohoto modelu dále zpracuji doporučení pro zlepšení regionálních programů pro podporu výstavby a rozvoje v oblasti malých izolovaných zdrojů. Dále provedu určení výše dotace, která umožní udržet výši tarifů placenou obyvatelstvem na přijatelné úrovni. Ověřím efektivitu způsobu podpory výrobců elektrické energie.

Vytvořená metodika také umožní optimalizovat energetický systém v jednotlivých izolovaných oblastech z hlediska kombinace klasických a obnovitelných zdrojů energie a tím minimalizovat nejenom výdaje spotřebitelů elektřiny, ale i výdaje státního a místního rozpočtu.

Ve světě je mnoho izolovaných spotřebitelů, dokonce i v oblastech s vyvinutým energetickým systémem. Vzdálené venkovské usedlosti, doly, usedlosti lovců a rybářů, farmy a také ostatní spotřebitelé, nacházející se ve vzdálených oblastech, náleží do této kategorie spotřebitelů.

Problémy dodávky elektřiny pro izolované spotřebitele vyžadují zvýšenou pozornost. Nicméně veškerá opatření jsou směřována především na výstavbu velkých energetických zařízení, centralizovaného systému zásobování energií a vysokonapěťového elektrického vedení. Navíc se vyvíjí plány rozvoje pouze pro regionální energetické soustavy, zatímco problémy zásobování malých izolovaných soustav či spotřebitelů energie se řeší jen na úrovni krajských a místních úřadů.

Většina takových izolovaných spotřebitelů je zásobována elektrickou energií ze stacionárních a mobilních dieselových agregátů, které spalují palivo do této oblasti dovážené.

Tyto agregáty jsou zdroje s omezeným výkonem, používané jako nezávislý zdroj energie, mají obvykle nízké technické a ekonomické parametry, což kvůli růstu cen paliva a přepravních tarifů vede ke zvýšení cen elektrické energie a zdražení produkce. Při nedostatku pohonných hmot, nemůže provozovatel poskytovat kvalitní a nepřetržité napájení elektřinou.

Nerovnoměrná spotřeba v takových oblastech vede k výrazně nedostatečnému využití instalovaného výkonu dieselových agregátů, a tudíž k prudkému poklesu účinnosti těchto

elektráren, zvýšení spotřeby paliva ve srovnání s výrobcem udávanými informacemi, což působí nárůst nákladů na výrobu elektřiny.

Hlavními problémy zásobování energií izolovaných spotřebitelů jsou jak špatný technický stav energetického zařízení, tak nepřítomnost průmyslových zařízení ve většině izolovaných lokalit, která způsobuje, že v daném místě nejsou odběratelé s průmyslovými tarify. Všechny náklady na škody týkající se dodávek energie se ovšem mnohdy připisují na vrub regionálních distributorů a často i místních úřadů. Spolehlivá dodávka energie je jedním z předpokladů pro zásobování obyvatelstva v těchto oblastech a vytvoření vhodného podnikatelského prostředí.

Dnes je možné uvažovat o použití nových metod založených na využití přírodních obnovitelných zdrojů energie, které mohou snížit náklady na dodávky paliva pro dieselové agregáty a jiné klasické zdroje a zvýšit dodávky elektrické energie v těchto regionech.

Růst ceny organických paliv a růst přepravních tarifů pro jeho dodávku vedou k zavádění takových metod dodávek energie pro tuto kategorii izolovaných spotřebitelů, které jsou založeny na snížení spotřeby dováženého paliva. Proto je nutné buď snížit množství spotřebovaného paliva, nebo (v ideálním případě) toto palivo vůbec nepoužít. To lze provést, pokud budeme v decentralizovaných oblastech využívat pouze obnovitelné přírodní zdroje energie nebo tyto zdroje v kombinaci s dieselovými agregáty.

Disertační práce si tak klade za další cíl vytvořit metodiku pro návrh struktury optimálního portfolia energetických zdrojů pro zásobování izolovaných spotřebitelů elektřinou a vytvořit metodiku hodnocení efektivity decentralizovaného zásobování energií.

Zahrnutí nejen zdrojů spalujících fosilní paliva, ale také zdrojů využívajících obnovitelné zdroje energie, do optimálního portfolia energetických zdrojů může významně řešit problémy elektrické dodávky decentralizovaným zónám a snížit náklady na dodávky paliva pro izolované zdroje.

Tento problém může být řešen celkovým srovnáním současných a nových metod zásobování energií využívajících obnovitelné zdroje energie, které berou v úvahu teritoriální a časové změny parametrů zdroje tak, aby dodávka elektřiny byla co nejrentabilnější ze všech možných způsobů dodávky elektřiny.

V první řadě bude v disertační práci analyzováno zásobování elektřinou na Severu Ruska. Dále je potřeba provést přehled energetického potenciálu obnovitelných zdrojů energií u typických izolovaných spotřebitelů pro nasazení nových technologií v dodávce elektrické energie. Proto budou nejprve analyzovány možnosti užití obnovitelných zdrojů energií u typických izolovaných spotřebitelů. Primární data budou získávána zejména na základě těchto

informací: studie technického potenciálu obnovitelných zdrojů energií, technické a ekonomické ukazatele energetických zařízení, rozpočty na výstavbu a montáž.

Potenciál obnovitelných zdrojů bude odvozen z měření meteorologických stanic, ze kterého bude získán potenciál větrné energie, sluneční energie a velikost spádu a průtoku vody v řekách. Potenciál biomasy lze odvodit z údajů regionálních statistických úřadů o výrobě a zpracování dřeva v oborech lesního hospodářství, rostlinné a živočišné výroby.

Metodika stanovení ekonomické efektivity použití obnovitelných zdrojů energií bude pro daný region stanovena porovnáním ekonomických charakteristik elektráren využívajících obnovitelné zdroje s tradičním způsobem zásobování energií (z diesellových agregátů). To znamená, že určitý obnovitelný zdroj energie bude ekonomicky efektivní tehdy, pokud rentabilita jeho použití bude vyšší než rentabilita použití diesellových agregátů, které jsou definovány jako referenční porovnávací varianta.

Hypotézy disertační práce

Pro svoji disertační práci si stanovuji tyto dvě hypotézy:

1. současné systémy pro zásobování odlehlých a izolovaných oblastí elektrickou energií jsou ekonomicky neefektivní z hlediska způsobu, jak jsou přidělovány dotace jednotlivým izolovaným zdrojům.
2. aplikace a implementace nové metodiky vede k nižším nákladům na elektřinu v těchto oblastech, a tím i k většímu rozvoji a samostatnosti těchto oblastí.

Současný stav problematiky a metodik zásobování izolovaných spotřebitelů elektřinou

Problematiku zásobování izolovaných spotřebitelů zkoumají energetici nejen v Rusku ale i v mnoha jiných zemích. Udělala jsem rešerše, jak se zásobují elektřinou decentralizované oblasti v zemích se stejnými klimatickými podmínkami, jako příklad jsem vybrala Aljašku a Kanadu.

V článku [15] je uvedeno, že na Aljašce existuje zájem o změny způsobu zásobování některých vzdálených vesnic elektřinou. Vesnice Allakaket, Rampart, Telida, Kwigillingok nejsou připojené k elektrizační soustavě. Podobně jako v Rusku je připojení k elektrizační soustavě dost drahé, ekonomicky se nevyplácí. Dále jsou velké výdaje na dovoz paliva, což vyvolává velké ceny diesellového paliva, ale také i velké výdaje na údržbu a navíc jsou často

diesellové agregáty nadměrně velké. To znamená, že je lepší využívat hybridní systém, který sníží celkové náklady ve vybraných arktických vesnicích.

Ve vesnici Rampart se používají tři diesellové agregáty (50, 85, 85 kW), v Allakakete dva diesellové agregáty (50, 100 kW), v Kwigillingoke dva diesellové agregáty (100, 150 kW). Ve srovnání s tím jsou v ruské obci Novonikolskoje dva agregáty po 250 kW. Diesellové palivo se dopravuje letecky nebo říčními loděmi.

V článku [16] je navržen hybridní energetický systém vhodný pro vzdálený ostrov, který se nachází u Aljašky. Tento systém se skládá ze dvou obnovitelných zdrojů energie: větrná elektrárna a palivové články. Hodnocení bylo navrženo na základě ekonomické aplikace „Homer software“. Na základě simulace bylo zjištěno, že tyto obnovitelné zdroje energie představují proveditelné řešení pro distribuovanou výrobu elektrické energie pro izolované aplikace na vzdáleném místě.

Obnovitelné zdroje energie mají velký potenciál přispět k rozvoji národní udržitelné energetické infrastruktury v mnoha zemích světa. Hybridní obnovitelné zdroje energie obsahují více než jeden druh energetického zdroje v jednom systému, například palivové články a větrnou elektrárnu. Bylo prokázáno, že hybridní systémy jsou možným řešením pro izolované zdroje energie ve vzdálených místech, kde by náklady na výstavbu sítě byly příliš vysoké až astronomické.

V článku [17] je napsáno, že v Kanadě je více než 300 izolovaných vesnic, většina z nich používá diesellové agregáty. Postup výpočtů není podrobně komentován, z jisté části textu je zřejmé, že můj postup výpočtů je obdobný.

Dále v [18] je popsáno, že byl nainstalován první kanadský bezbateriový fotovoltaický zdroj (PV) spolu s diesellovým agregátem v údolí Nemiah v Britské Kolumbii na podzim roku 2007. Vzhledem k tomu, že zatížení v tomto místě je relativně malé (špička 75 kW), podíl fotovoltaiky na provozu mini-sítě je mnohem vyšší, než jakého bylo dosaženo ve velké elektrizační síti: 27,36 kW představuje 36 % ze špičkového zatížení a zhruba 11 % elektrické energie vyrobené za rok. Cílem tohoto výzkumu bylo jednak hodnocení výkonnosti této PV-diesellové mini-sítě během jednoho roku, stejně jako prezentace některých získaných poznatků a informací o projektování a provozu jiných takových systémů. Zejména, tato případová studie zkoumala úsporu paliva, které bylo dosaženo. Některé úpravy na dřívě existující mini-síti, včetně přidání PV, vedly k lepšímu využití obou zdrojů, a to zvláště o víkendech. Tyto úspory paliva dosáhly asi 26 000 litrů za rok, což představuje snížení o 25 % proti současnému stavu. Hlavním problémem byl výskyt podmínek, kdy fotovoltaika, není-li omezena, má vyšší výrobu než je zatížení systému. PV systém by mohl poskytovat asi o 10 %

více energie ročně, pokud by jeho výstup mohl být absorbován (jako v případě připojení k elektrizační soustavě).

Jako příklad je možné použít vzdálené oblasti v Malajsii. V článku [21] je popsáno, že jsou to vesnice Sabah a Sarawak Východní Malajsie, kde je připojení k elektrizační soustavě ekonomicky nevhodné. Proto je tam navrženo používat standalone fotovoltaické systémy. V tomto článku byl použit nový model výpočtů minimální ceny fotovoltaického systému v izolovaných regionech Malajsie. Pro takové výpočty se braly v úvahu technické a netechnické faktory včetně optimálního úhlu nastavení solárních panelů, maximální hloubky vybití baterie, doby životnosti systému, inflace, diskontní míry. Podrobnější postup výpočtu není v článku uveden.

Výstavba izolovaných soustav je řešena i v jiných regionech (například v Brazílii, Indii, Alžírsku) [19, 20], ale tyto oblasti jsem podrobně nezkoumala, protože se jedná o klimaticky tak rozdílné oblasti, že výsledky jsou v podstatě neporovnatelné z důvodu zcela jiných diagramů zatížení, i kdyby byly použité agregáty technicky velmi podobné.

Většina autorů se domnívá, že vlastní cena elektřiny v regionech zásobování dieselvými agregáty je mnohem větší než v ostatních regionech připojených k elektrizační soustavě, především kvůli vysokým transportním nákladům a dalším vícenákladům spojeným s izolovaností zdroje. A proto je navrženo v těchto místech používat malé a mikro vodní elektrárny pro snížení nákladů výroby elektřiny a snížení skleníkových plynů.

Problémy zásobování izolovaných spotřebitelů jsou popsány i v jiných pracích ruských autorů, například: N. Petrovová, T. Tuguzová, D. Nogovicin [1, 2, 3]. Porovnávací účinnost různých typů zásobování elektřinou takových spotřebitelů se věnují v textech N. Manova, A. Kalininové, L. Čajky, J. Kolobové [4, 5, 6]. V těchto studiích byla hodnocena účinnost a ekonomická efektivnost zásobování jednotlivých spotřebitelů elektřinou. V nichž se pojednává o:

1. ekonomických a geografických charakteristikách a zónování oblastí ruského Severu;
2. údajích o historii průzkumu a dostupnosti zdrojů v těchto regionech;
3. specifikách a problémech rozvoje a provozu malé energetiky Severu země v porovnání se zahraničními zkušenostmi;
4. odhadovaných nákladech na efektivnost jednotlivých systémů pro napájení malých izolovaných spotřebitelů;
5. výsledcích šetření v oblastech rozvoje malého výkonu na Severu Ruska.

Důraz je kladen na využití energetických zdrojů založených na obnovitelných přírodních zdrojích energie. Slabinou je, že se popisuje pouze jedno technologické schéma výroby energie bez dalších alternativ.

Teoretické a technologické základy využívání obnovitelných zdrojů energie (OZE), technický a ekonomický potenciál, různé technologie jsou uvedeny v pracích autorů: P. Bezrukich [7, 8, 9, 10, 11, 12], D. Mamedova, V. Uvarova [13], K. Malinina [14], V. Minina [22], V. Vissarionova [23], O. Marchenko [24]. V těchto studiích nastiňují autoři vědecké a technické základy pro využívání obnovitelných zdrojů energie: slunce, vítr, malé vody, geotermální energie a biomasa. V publikacích jsou moderní metody výpočtu hrubého, technického a ekonomického potenciálu OZE. Použití OZE je plně uznáno v ruské koncepci udržitelného rozvoje, která by měla udržet sociálně-ekonomický rozvoj a zachovat schopnost uspokojení základních životních potřeb současných a budoucích generací. Silnou stránkou těchto publikací je, že popisují matematické základy metod pro minimalizaci ztrát energie a výběr optimálních režimů v energetických a vodních systémech při splnění požadavků na ochranu životního prostředí. V publikacích se dále uvádějí algoritmy pro řešení různých problémů energetiky a vývojové diagramy pro jejich implementaci na počítači. Dále se prezentují metody systémové analýzy a matematické metody programování využívané při navrhování a hodnocení projektů izolovaných zdrojů.

V disertační práci se zabývám mnohými pracemi ruských a zahraničních autorů, které mají vztah k danému tématu: J. Tvajdel [25], I. Dvorov [26], V. Nakorjakov [27], N. Voropaj [28], B. Lukutin, V. Litvak, M. Javorský [29,30], B. Saneev, A. Sokolov [31], B. Murugov [32], I. Ivanova, T. Tuguzova [1].

Metodika software „Homer“

Otázky využívání obnovitelných zdrojů energie (OZE) se týkají všech zemí světa z různých důvodů. Ekonomická efektivnost každého projektu užívajících obnovitelné zdroje energie je do velké míry určena správnou volbou způsobu zásobování elektřinou. Pro nepřipraveného a špatně informovaného provozovatele zdroje je náročné učinit správné rozhodnutí v těchto obtížných situacích. V současné době je pro výběr napájení elektřinou v izolovaných systémech pomocí obnovitelných zdrojů energie vyvinuta řada softwarových produktů, jako jsou: „Homer“ [33] vytvořený v USA a „RETScreen“ [34] v Kanadě, které umožňují udělat předběžné technické a ekonomické analýzy proveditelnosti potenciálních projektů.

V článku [6] se popisuje, jak se používá hybridní optimalizační model pro obnovitelnou elektřinu „Homer software“. „Homer Micropower optimization model“ je počítačový model pro optimalizace hybridních energetických systémů. Tento software počítá automaticky citlivostní analýzu pro hybridní systémy pro různé parametry, třeba dostupnost zdroje energie a ceny komponent. Pro každý scénář, software počítá různé konfigurace (například, instalovaný výkon, počet baterii, počet normo-hodin, nedodanou energii, atd.).

Cílem optimalizace je najít takovou konfiguraci systémů, která má minimální náklady. Optimalizované parametry jsou:

1. počet větrných turbín;
2. provoz vodních elektráren (uvažuje se pouze jedna velikost MVE);
3. výkon a velikost každého generátoru;
4. počet baterii;
5. výkon a velikost usměrňovačů;
6. výkon a velikost fotovoltaických elektráren;
7. strategie rozdělování provozu.

Citlivostní analýza, kterou dělá „Homer“, využívá takové parametry jako:

1. cena elektřiny;
2. cena paliva;
3. diskontní míra;
4. doba životnosti fotovoltaické elektrárny;
5. diagram zatížení.

Základními výstupy citlivostní analýzy jsou:

1. net present value (NPV);
2. minimální cena elektrické energie;
3. maximální vzdálenost připojení k síti.

Tento model je zcela jiný než model mnou navržený a nelze jednoduše provést jejich porovnání. Bylo by potřeba model „Homer“ získat, aplikovat na izolovanou soustavu na Sibiři a porovnat výsledky.

V práci [6] popisovaný model „Homer“ je pro podmínky západní Sibíře nevhodný, neboť použitý model je příliš komplikovaný z pohledu drahého nákupu software „Homer“ a implementace na sibiřské podmínky je složitá.

Metodika vytvořená V. G. Nikolajevem „Výběr VDES“

V Rusku je vytvořena metodika, pod vedením V. G. Nikolajeva, která je založená na databázích „Fluger“ (údaje o větru a jiná klimatická data) a „Faeton“ (data o slunečním záření) [35].

Výše uvedená metodika je implementována v softwaru „Excel“ pro analýzu nezávislých energetických projektů s využitím systémů VDES (větrné a dieselové systémy). Cílem studie bylo vytvořit softwarové nástroje, které budou k dispozici pro širokou škálu uživatelů. S pomocí této aplikace lze rychle provádět technické a finanční hodnocení autonomních VDES a výpočty jejich energetické náročnosti.

Autorem navržený software „Výběr VDES“ může být použit jako jednotlivé programové výpočty autonomních energetických systémů, založených na větrných elektrárnách, pro různé uživatele. Mohu také uvést, že počítačový model analýzy, prováděný v programu, je nástroj pro modelování systémů VDES v praxi.

Program má následující vlastnosti:

1. výpočet roční spotřeby a stanovení denního zatížení jsou založeny na uživatelsky zadaných údajích: počet obyvatel, počet a typ zásobovaných objektů;
2. výpočet průměrné rychlosti větru z klimatických dat z veřejně dostupných databází;
3. dimenzování větrných turbín podle vypočteného zatížení a rychlosti větru;
4. výpočet vyrobené energie podle reálných meteorologických dat a technických charakteristik větrné turbíny;
5. volba DES podle vypočteného maximálního zatížení;
6. stanovení optimálního počtu baterií;
7. stanovení ekonomické efektivnosti portfolia vybraných systémů VDES, výpočet spotřeby paliva, doby návratnosti, čisté současné hodnoty a minimální ceny elektřiny.

Program simuluje provoz VDES pro autonomní spotřebitele na základě nového algoritmu.

Informační podpora programu obsahuje databázi:

1. katalog větrných turbín s technickými a ekonomickými charakteristikami;
2. katalog DES s technickými a ekonomickými charakteristikami.

Metodika M. Surkova a kol.

V [36,37] je vytvořen matematický model pro výběr optimální struktury místního energetického systému, založeného na údajích o dostupných technologiích, technických

řešení, klimatických, geofyzikálních podmínek, elektrických tarifů a jiných prognóz. Hlavním cílem vytvořeného programového komplexu je stanovení takové struktury místního energetického komplexu, kdy budou náklady na výrobu elektřiny minimální.

Základními vstupy jsou parametry spotřebitelů elektřiny a potenciál obnovitelných zdrojů energie (OZE) v určitém regionu, stejně jako údaje o energetických zdrojích, které jsou na trhu k dispozici. Nezávislými proměnnými jsou nominální kapacity výrobních zařízení využívající různé druhy obnovitelných zdrojů energie. V prvním přiblížení, se můžeme omezit na jednoduchou elektrizační soustavu, sestávající z několika generátorů. Tento soubor musí obsahovat jak zdroj na fosilní paliva (DES), tak kombinaci zdrojů využívajících OZE. Vzhledem k tomu, že jedním z hlavních požadavků pro autonomní napájení systému je nepřetržité napájení, výkon DES v modelu je stanoven pevně tak, aby byl pokryt nejvyšší elektrický výkon.

Při řešení problémů s mnoha proměnnými je vhodnější použít řešení a metody užívané v analogové regulaci. Základní myšlenkou je aproximovat hladkými (spojitými) funkcemi parametry, charakterizující energetický systém jako celek a zejména jeho složky. Existují tři hlavní funkční závislosti:

1. cenové charakteristiky zdrojů, vyživajících zdroje typu $X = \{h, s, w, d\}$, (kde w - vítr, h - voda, s - Slunce, d - diesel generátor), to závisí na měrné ceně instalovaného výkonu na jmenovitém výkonu generátoru. Cenové charakteristiky jsou definovány aproximací ceny pro generátory různých výkonů;
2. charakteristika dostupných energetických zdrojů nebo energie získané generátorem s pevnou jmenovitou kapacitou za jeden rok provozu. Dostupné zdroje energie závisí na toku energie v určitém místě navrhovaného komplexu a účinnosti konverze energie v generátoru. Pro danou situaci, jsou dostupné zdroje energie vyjádřené třemi konstantami (předpokládá se, že motorová nafta je k dispozici v potřebném množství);
3. charakteristiky zdrojů energie (rychlost větru, tok sluneční energie, spotřeba vody, spotřeba paliva).

Ekonomické výpočty nejsou v modelu vůbec popsány. Navrhovaný model je realizován v softwaru, který používá databázi uvedených dat. Dynamicky aktualizované databáze údajů zařízení dovoluje zpřesnit funkce, které jsou součástí hlavní kritériální funkce, a tím zlepšit navrhovaný model.

Metodika A Daminova a kol.

V [38] je popsán matematický model, komplexní přístup k výběru technologií výroby energie, různé typy zařízení, jejich kapacity, způsob jejich provozu, výkon a spotřebované energetické zdroje.

Ekonomicko-matematický model elektrického systému se skládá ze tří vzájemně propojených částí: energetické bilance, databáze údajů o zařízeních a výpočetních algoritmů.

Energetická bilance je univerzální prostředek informací o zvláštnostech průběhu různých ekonomických, technických, organizačních procesů a fungování systémů.

Databáze údajů o zařízeních obsahuje technické a ekonomické charakteristiky stávajících domácích energetických zařízení.

Algoritmus pro výpočet energetické bilance umožňuje:

1. zjistit racionální strukturu spotřeby energetických zdrojů pro různá schémata energetických hospodářství pro jedno období při zachování materiálové bilance a tržní rovnováhy;
2. zvolit racionální rozložení zařízení pro odvětví energetiky v regionu;
3. určit cenu elektrické energie v jakémkoli místě elektrizační soustavy.

Navrhovaný algoritmus řešení je iteračním postupem, který se skládá z pěti fází:

1. ocenění energetických zdrojů pro základní rok;
2. řešení cenových rovnic ve všech uzlech soustavy, počínaje ve zdrojových uzlech a konče v uzlech spotřeby;
3. ocenění poptávky po energetických zdrojích;
4. řešení energetické bilance v obráceném pořadí, počínaje v uzlech spotřeby a konče ve zdrojových uzlech;
5. kontrola konvergence iteračního procesu.

Cílem autorů [38] je vytvořit dynamický, víceuzlový, rovnovážný model, respektující nabídku a poptávku, který umožní vyřešit složitý úkol vytvoření palivové a energetické bilance.

Tyto softwarové produkty zahraničních výrobců nejsou přizpůsobeny pro použití v Rusku, jelikož tam nejsou meteorologická data pro řídice osídlené oblasti.

Metodika Ústavu energetických systémů Melentěva Ruské akademie věd

V průběhu let Ústav energetických systémů Melentěva Ruské akademie věd pro různé oblasti Ruska zkoumal způsob výběru optimálních řešení pro dodávky energie pro izolované spotřebitele [39,40,41,42,43]. Pro tyto cíle byl vytvořen metodický přístup a modely k posouzení technologické proveditelnosti a technické a ekonomické efektivnosti různých variant pro rozvoj zásobování energií.

Cílem metodiky je výběr optimálního způsobu zásobování elektřinou každého izolovaného spotřebitele v určité oblasti z hlediska technické a ekonomické efektivnosti, spolehlivosti a proveditelnosti.

Výsledky ze studií s použitím tohoto metodického přístupu jsou konkrétní doporučení, týkající se výběru technologie pro zásobování izolovaných spotřebitelů na různých územních úrovních (region, kraj, oblast).

Pro výzkum vyžaduje následující základní informace:

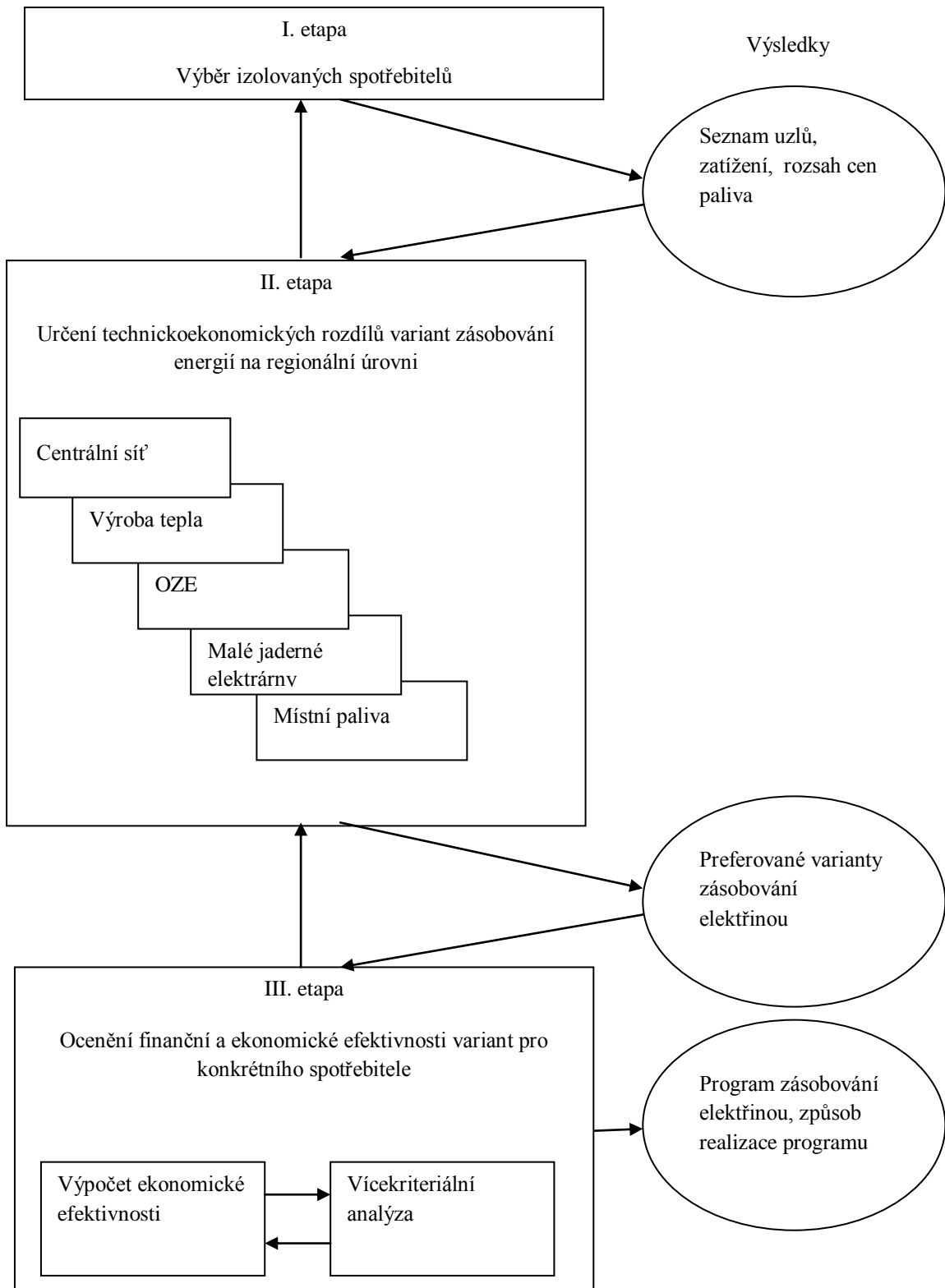
1. režim elektrizační soustavy ve sledované oblasti, včetně vytváření sítí;
2. sazby elektřiny;
3. schéma dodávky paliva – náklady na pohonné hmoty u izolovaných spotřebitelů;
4. o poptávce elektřiny a tepla pro každou z izolovaných osad nebo aktualizovaných dat ze sčítání lidu (k určení předpokládané energetické náročnosti);
5. technické a ekonomické parametry stávajících autonomních zdrojů energie.

Navrhovaný metodický přístup spočívá na následujících principech:

1. komplexnost – bere v úvahu všechny technologicky možné varianty napájení;
2. hierarchie – počítá ve dvou úrovních: regionální a lokální;
3. bere v úvahu neúplnost informací – v modelech se analyzuje citlivost výstupních parametrů v závislosti na změně vstupních parametrů.

V metodice realizovaného přístupu jsou použity tři fáze výzkumu, z nichž každý popisuje jednotlivé stavební kameny pro zahrnutí problematiky izolovaných spotřebitelů do regionálního energetického programu.

Obecné schéma výzkumu výběru optimálních řešení pro dodávky energie izolovaným spotřebitelům využívající navrhovaný metodický přístup je uveden na obrázku 1.



Obr. 1. Schéma výzkumu výběru optimálních řešení pro dodávky energie izolovaným spotřebitelům [1]

Procesy popsané na obrázku 1 je potřeba zlepšit, což provedu v disertační práci.

Softwarová realizace byla provedena ve formě simulačních modelů dvou typů: srovnání alternativ z hlediska celkových nákladů a z hlediska finanční efektivity.

V každé fázi se realizuje jedna etapa studií, po které je generován výstup. Zpětná vazba mezi jednotlivými fázemi umožňuje, pokud je to nutné, upravit některé předcházející parametry a opakovat výpočty s revidovanými údaji.

V první fázi na základě výsledků porovnání umístění sídel v obvodu (oblast, provincie, okres) je vytvořen seznam izolovaných spotřebitelů na daném území. Dále jsou identifikovány body možného připojení k elektrizační soustavě a dostupnost obnovitelných přírodních zdrojů energie.

V druhé fázi, se hodnotí technologická a ekonomická proveditelnost různých variant zásobování elektřinou na regionální úrovni. Při posuzování technické možnosti připojení izolovaných spotřebitelů se hodnotí:

1. existence stávající rozvodny v místech možného spojení;
2. přenosová schopnost stávajících vedení;
3. napěťová hladina vedení distribuční elektrizační soustavy;
4. zeměpisný reliéf navržené trasy vedení (křížení s dopravními cestami, vodní překážky, atd.);
5. nutnost postavit koncovou transformační stanici.

Ve třetí fázi se hodnotí finanční a ekonomická efektivnost různých možností zásobování elektřinou pro každého spotřebitele. Počátečními informacemi jsou technické a ekonomické ukazatele nejvýhodnějších variant z druhé fáze výzkumu.

Pro zjištění ekonomické efektivnosti různých alternativ zásobování elektřinou se používají technické a ekonomické simulační modely, vyvinuté a přizpůsobené k řešení potřebných úloh.

Model implementuje metodiku pro posouzení finanční a ekonomické efektivnosti investičního projektu na základě odhadů finančních toků, která byla přijata ve všeobecné praxi [44]. Model se skládá z bloků, které jsou vzájemně propojeny, a realizují výpočty pro každou variantu.

Model může změnit výpočet příjmů jako jsou příjmy z prodeje energie, které jsou definovány různými tarify pro elektřinu a teplo.

Předkládaná metodika a modely dovolují komplexní výzkum zahrnující různé způsoby zásobování elektřinou izolovaných spotřebitelů na daném území s využitím současných typů zařízení pro „malou“ energetiku.

Metodika I. Tuguzové a kol.

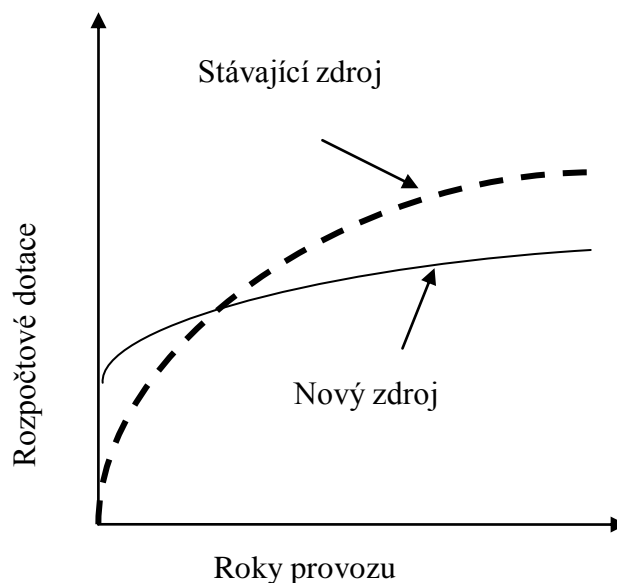
V praxi jsou náklady na energii pro izolované spotřebitele vyšší než výnosy z prodeje energie [1]. V tomto ohledu investoři vyžadují značné roční rozpočtové dotace. Náklady na energii jsou vysoké, a to i při připojení k elektrizační soustavě nebo výrobě z OZE, kdy se nespoteblovává palivo a není tedy nákladovou složkou, kvůli jejich kapitálové náročnosti. V důsledku toho, investiční projekty nejsou ziskové, i když zdroje OZE sníží rozpočtové dotace.

Pro rozhodování o dotacích pro energetické účely izolovaných osad se vyžaduje posouzení „rozpočtové účinnosti“ projektů. Indikátory fiskální výkonnosti dle hotovostních toků na regionální a místní úrovni, kdy je hlavní index kumulativní, tj. dotace jsou sčítané v průběhu času na akruální bázi pro různé energetické varianty a diskontovány v průběhu času.

V tomto případě, jsou hlavní účel modelu a zásady efektivnosti nákladů znázorněny na obr. 2.

Hlavním ukazatelem efektivnosti rozpočtu, který je použitý na podporu opatření uvedených v návrhu na federální, regionální a místní financování, je takzvaný „rozpočtový efekt“. Je definován jako přebytek příjmů nad výdaji nebo snížení ročních výdajů rozpočtu ve formě dotací na realizaci projektu.

Konkrétní spotřebitelé	
–	Ocenění finanční a ekonomické efektivity projektů dodávek elektřiny pomocí finančních toků
–	Hlavní ukazatel: kumulativní dotace z rozpočtu



Obr. 2. Kritérium výběru variant [1]

Každoroční rozpočtové dotace (D_t) se určují jako rozdíl mezi výrobními náklady a příjmy, získanými z prodeje elektřiny [1]:

$$D_t = V_{celk.t.} - X_t \quad (1)$$

kde

- D_t rozpočtové dotace v roce t [rub],
- $V_{celk.t.}$ výdaje na výrobu elektřiny celkem [rub],
- X_t příjmy, získanými z prodeje elektřiny [rub].

Palivové náklady na výrobu energie jsou hlavním ukazatelem, který snižuje dotace z rozpočtu.

V mojí disertační práci počítám dotace, nutné k zachování obvyklých tarifů pro spotřebitele, jako „minimální cenu“, kdy se výstavba zdroje vyplatí investorovi. Kritériem je minimalizace těchto dotací. Podobně jako na obrázku 2 se ukazuje, že lepší technickoekonomické parametry nových zdrojů se prosadí až po jisté době provozu, kdy úspory plynoucí z těchto parametrů převýší investiční výdaje.

Kapitálová náročnost energetických zdrojů určuje vysokou úroveň nákladů na energii v porovnání s tarify přijatelnými pro obyvatelstvo. Proto jsou pro většinu osad nutné tyto rozpočtové dotace, ale velikost dotací se výrazně snižuje.

Vlivem snížení ročních dotací z rozpočtu na určitou dobu, a to kvůli části vytěsnění dovážených paliv, nebo úplné nahrazení stávajících energetických zdrojů, dochází ke zlepšení návratnosti projektu výstavby nového zdroje energie nebo připojení k centrální elektrizační soustavě.

Kumulativní rozpočtové dotace jsou určeny součtem s investicemi a diskontní sazbou za období od t_0 do t [1]:

$$D_{t.celk.} = D_{t-1} + (D_t + IN_t)(1+r)^{1-t} \quad (2)$$

kde

$D_{t.celk.}$ kumulativní rozpočtové dotace v roce t [rub],
 IN_t investiční náklady v roce t [rub],
 r diskontní míra [-].

Pro alternativní způsoby zásobování elektřinou se doba návratnosti určuje z podmínky rovnosti kumulativních diskontovaných dotací v roce $t = T_{pp}$, tj. při splnění podmínky, kdy se kumulovaná úspora ročních dotací za dobu návratnosti T_{pp} rovná rozdílu vynaložených investic:

$$\sum_{t=t_0}^{T_{pp}} \Delta S_t = \sum_{t=t_0}^{T_{pp}} \Delta IN_t \quad (3)$$

kde

T_{pp} doba návratnosti [-],
 S_t kumulovaná úspora ročních dotací [rub].

Existuje několik možností zásobování elektřinou izolovaných spotřebitelů. Dále uvádím tyto modely, které jsou popsány v [1]:

1. Model pro připojení k elektrizační soustavě dle metodiky I. Tuguzové

V modelu ekonomické efektivity připojení spotřebitele k elektrizační soustavě se bere v úvahu elektrické zatížení, včetně perspektivních bodů možných připojení, sazby za elektřinu, technické a ekonomické ukazatele diesellových agregátů, náklady na naftu. Kumulativní dotace pro každou z alternativ jsou dány vzorci (4) a (5):

$$D_{t,celk.DES} = D_{DES(t-1)} + (W_{DES,t} S_{DES} C_{palivoDES} + N_{DES,t} - W_{DES,t} (1 - \alpha) c_{tarif} + IN_{DES,t,rek.}) (1 + r)^t \quad (4)$$

$$D_{t,celk.e.s.} = D_{e.s.(t-1)} + (N_{e.s,t} + N_{TP,t} - W_{e.s,t} C_{tarif} + IN_{e.s,t} + IN_{TP,t}) (1 + r)^{1-t} \quad (5)$$

kde

$D_{t,celk.DES}$	kumulativní rozpočtové dotace pro DES v roce t [rub],
$D_{DES(t-1)}$	kumulativní rozpočtové dotace pro DES v roce t-1 [rub],
$D_{t,celk.e.s.}$	kumulativní rozpočtové dotace pro připojení k soustavě v roce t [rub],
$D_{e.s.(t-1)}$	kumulativní rozpočtové dotace pro připojení k soustavě v roce t-1 [rub],
$W_{DES,t}$	vyrobená elektrická energie z DES v roce t [kWh],
S_{DES}	měrné palivové náklady DES [toe/ kWh],
$C_{palivoDES}$	cena diesellového paliva na zdroji [rub/toe],
$N_{DES,t}$	roční náklady na DES, které obsahují mzdy a platy, odpisy, výdaje na běžnou údržbu, ostatní provozní náklady v roce t [rub],
$N_{e.s,t}$	roční náklady na vedení, které obsahují mzdy a platy, odpisy, výdaje na běžnou údržbu, ostatní provozní náklady v roce t [rub],
$N_{TP,t}$	roční náklady na stanice, které obsahují mzdy a platy, odpisy, výdaje na běžnou údržbu, ostatní provozní náklady v roce t [rub],
α	koeficient vlastní spotřeby elektřiny DES [-],
$IN_{DES,t,rek.}$	investice v roce t, související s rekonstrukcí DES [rub],
$IN_{e.s,t}$	investice v roce t, související s rekonstrukcí vedení [rub],
$IN_{TP,t}$	investice v roce t, související s rekonstrukcí stanic [rub],
C_{tarif}	tarif elektřiny v roce t [rub/kWh],
$W_{e.s,t}$	elektřina dodaná do sítě [kWh].

2. Model pro využívání obnovitelných zdrojů energie dle metodiky I. Tuguzové

Modely oceňování ekonomické efektivity využití různých druhů OZE umožňují počítat s různými režimy výroby v závislosti na druhu zdroje elektřiny a době využití jmenovitého výkonu.

Je třeba zdůraznit, že návrat na projekty související s centralizovaným zásobováním energií je možné pouze při zachování původního elektrického tarifu. V opačném případě, se rozpočet na investice do výstavby přenosových vedení nevyrovná snížením dotací ani za dvacet let. V praxi, po připojení k elektrizační soustavě dochází okamžitě ke snížení tarifu na úroveň stanovenou v elektrizační soustavě pro tuto skupinu spotřebitelů.

Model ekonomického hodnocení různých typů energetických zdrojů do obnovitelných přírodních zdrojů energie vypočítává různé režimy provozu v závislosti na druhu zdroje energie a počtu hodin využití dostupné kapacity. Pokud jde o OZE ve spolupráci se stávajícími zdroji energie, je kumulativní dotace v tomto provedení dána:

$$D_{t.celk.OZE} = D_{OZE(t-1)} + (W_{DES_t} S_{DES} C_{palivoDES} + N_{DES} - W_{DES_t} (1 - \alpha) C_{tarif,t} + IN_{DES.rek,t} + W_{OZE_t} C_{tarif,t} + N_{OZE} + IN_{OZE}) (1 + r)^{1-t} \quad (6)$$

kde

$D_{t.celk.OZE}$	kumulativní rozpočtové dotace pro OZE v roce t [rub],
$D_{OZE(t-1)}$	kumulativní rozpočtové dotace pro OZE v roce t-1 [rub],
W_{DES_t}	výroba energie DES dle doby využití instalovaného výkonu v [kWh],
W_{OZE_t}	výroba energie OZE dle doby využití instalovaného výkonu [kWh],
S_{DES}	měrná spotřeba paliva na zdroji [toe/kWh],
$C_{palivoDES}$	cena paliva pro DES [rub/toe],
N_{DES}	roční náklady DES v roce t [rub],
α	koeficient vlastních nákladů zdroje,
$C_{tarif,t}$	tarif elektřiny v roce t [rub/kWh],
$IN_{DES.rek,t}$	investiční výdaje na rekonstrukci DES v roce t [rub],
IN_{OZE}	investiční výdaje na OZE v roce t [rub],
N_{OZE}	roční náklady na OZE v roce t [rub].

Rozdíl ve výrobě elektřiny v DES a při spolupráci s OZE je dán možnostmi a potenciálem přírodního zdroje, tedy využitím instalovaného výkonu OZE:

$$T_{DES,t}^1 P_{DES} - T_{DES,t}^2 P_{DES} = T_{OZE,t} P_{OZE} \quad (7)$$

kde

$T_{DES,t}$ doba využití instalovaného výkonu, vztažená na jednu DES, v režimu spolupráce s OZE [hod],

$T_{OZE,t}$ doba využití instalovaného výkonu, vztažená na jednu DES, v režimu OZE pracujícího samostatně [hod],

P_{DES} výkon DES [MW],

P_{OZE} výkon OZE [MW].

Roční objem vytěsněného paliva ($B_{DES,t}$), který ovlivní ekonomickou efektivnost projektu využití OZE, se počítá jako rozdíl výroby elektřiny:

$$B_{DES,t} = S_{DES} T_{OZE,t} P_{OZE} \quad (8)$$

kde

$B_{DES,t}$ roční objem vytěsněného paliva v roce t [toe].

3. Model na rekonstrukci stávajících energetických zdrojů dle metodiky I. Tuguzové

Rekonstrukce současných energetických zdrojů se provádí z technických důvodů, kdy je zařízení morálně a fyzicky opotřebované a potřebuje částečnou nebo celkovou výměnu, a nezávisí na umístění zdroje v elektrizační soustavě.

Během procesu zpracování schématu rekonstrukce se určuje velikost investičních výdajů.

Roční výdaje před rekonstrukcí a po rekonstrukci zdrojů se určují podle vzorců (9) a (10):

$$V_{DES,t} = (W_{DES} S_{DES} C_{palivoDES} + N_{DES} - W_{DES} (1 - \alpha) C_{tarif,t}) (1 + r)^{1-t} \quad (9)$$

kde

$V_{DES,t}$ roční výdaje před rekonstrukcí zdrojů v roce t [rub],

$$V_{DES,rek,t} = (W_{DES} S_{DES,rek} C_{palivoDES} + N_{DES,rek} - W_{DES} (1 - \alpha) C_{tarif,t} I N_{DES,rek,t} (1 + r)^{t-1} \quad (10)$$

kde

$V_{DES,rek,t}$ roční výdaje po rekonstrukci zdrojů v roce t [rub].

$S_{DES,rek}$ měrná spotřeba paliva na zdroji po rekonstrukci [toe/kWh],

$N_{DES,rek}$ roční náklady DES po rekonstrukci v roce t [rub].

Zlepšení využití zdroje pro rekonstrukci, výměna starého neekonomického zařízení za současný agregát umožňuje významně zvýšit spolehlivost zásobování elektřinou a zvýšit účinnost zdroje (snížit měrnou spotřebu), a tím zabezpečit využití paliva.

Rekonstrukce existujících energetických zdrojů je variantou jak k zásobování izolovaných spotřebitelů elektřinou z elektrizační soustavy, tak využití obnovitelných zdrojů energie.

Souhrn řešerše literatury

V případě omezení investic se zvažují další priority, přednost dostávají varianty, které řeší nejzávažnější stav v napájení v izolovaných komunitách, a další sociální a environmentální aspekty.

Pro zákazníky, kde je to nezbytné z technických důvodů, se vyvíjí systém rekonstrukce stávajících zdrojů energie. Je definován seznam rekonstrukčních činností, potřebné vybavení a objem nezbytných investic.

Celkový výkon zdroje je stanoven na základě zatížení spotřebitele včetně přenosových ztrát a spotřeby energie pro vlastní spotřebu. Jednotková velikost agregátů je zvolena tak, aby byla zajištěna nezbytná spolehlivost dodávek.

Hlavním nedostatkem výše popsaných modelů je jejich vysoká cena. Za mnou navrhovaný model se nebude platit a bude volně k dispozici pro výpočty. V jiných modelech jsou rychlosti větru a jiné vstupní údaje brány z databází a neumožňují rychlou adaptaci vstupů na místní podmínky. Dalším nedostatkem výše uvedených modelů jsou nepřilíš věrohodné technické a ekonomické charakteristiky zařízení.

Výhodou a omezením použití hybridního systému je menší závislost na dodávce z centrálních sítí, snížení ztrát v lokální síti včetně netechnických ztrát, vysoká energetická

účinnost a nízké náklady na údržbu (snížení nákladů údržby o 70-75 %). Díky zvýšení spolehlivosti a vyšším rezervám je možností dalšího rozvoje, vzhledem k vysoké flexibilitě těchto systémů, snížení znečištění životního prostředí. Omezením je vysoká úroveň složitosti, vysoké riziko chyb při projektování, investiční výdaje jsou vyšší než u izolovaných dieselových agregátů a sítě, modely pro plánování musí být mnohem složitější.

Můj optimalizační model bude hodnotit ekonomickou efektivnost provozu kombinace diesel agregátů a větrných elektráren. Struktura výpočtů je podobná software „Homer“, některé výpočty se neprovádějí. Shodné parametry a proměnné výpočtů jsou označeny tučnou kurzívou. Diskontní míra používaná v tomto modelu je odlišná od diskontní míry mnou používané. V software „Homer“ se počítá s reálnými ekonomickými údaji bez zahrnutí inflace.

Cílem optimalizace je najít takovou konfigurace systémů, která má minimální náklady na dodávku elektřiny (viz. tab. 1).

Optimalizované parametry
1. Počet větrných turbín
2. Provoz vodních elektráren (uvažuje se pouze jedna velikost MVE)
3. Výkon a velikost každého generátoru
4. Počet baterii
5. Výkon a velikost usměrňovačů
6. Výkon a velikost fotovoltaických elektráren
7. Strategie rozdělování provozu
<i>Citlivostní analýza</i> , kterou dělá „Homer“
1. Cena elektřiny
2. Cena paliva
3. Diskontní míra
4. Doba životností fotovoltaické elektrárny
5. Diagram zatížení
Základními výstupy citlivostní analýzy
1. Net present value (NPV)
2. Minimální cena elektrické energie
3. Maximální vzdálenost připojení k síti

Tab. 1. Porovnání optimalizovaných parametrů modelu „Homer“ [6] a mého modelu

Při návrhu metodiky při zpracování disertace vycházím z přístupu v publikaci [41], a to především z části, týkající se výpočtu dotací nutných k instalování nového zdroje pro izolované spotřebitele. Podobně jako autoři tohoto textu budu počítat s časovou hodnotou hotovostních toků a měnit vstupy, jako jsou náklady na pohonné hmoty, tarify elektřiny a tepla, velikost investic atd. Citlivostní analýza, prováděná pomocí vytvořeného finančního a ekonomického modelu, umožňuje odhadnout dopad každého ze vstupních parametrů na hlavní výsledné ekonomické parametry zdrojů. Je také možné vzít v úvahu federální a regionální projekty a z nich vyčleněné prostředky na provádění energetických programů, které se zaměřují na využití obnovitelných zdrojů energie. Nesouhlasím s tvrzením z textu [1], „... jelikož je nutné zdůraznit, že návratnost projektů připojení k elektrizační soustavě je možná jen tehdy, pokud je zachován stávající tarif elektřiny po celou dobu životnosti. V opačném případě se rozpočtové dotace na výstavbu elektrických sítí nevrátí snížením dotací ani za dvacetileté období“. V praxi má připojení k elektrické síti smysl, pokud se okamžitě sníží tarif za elektřinu na úroveň, obvyklou pro danou kategorii spotřebitelů, což není možné bez dotace, ať provozní nebo investiční. Toto snížení tarifu je možné pouze tehdy, když zainteresované organizace investují koordinovaně. V případě omezení investic se zvažují další priority, přednost dostávají varianty, které řeší nejzávažnější stav v napájení v izolovaných komunitách, a další sociální a environmentální aspekty.

Navrhovaný metodický přístup [41] a modely umožňují rozvoj státních programů pro rozvoj systémů dodávek elektrické energie a paliv pro izolované spotřebitele na zkoumaném území. Provádějí se komplexní studie, zahrnující různé druhy zásobování elektřinou s využitím dostupného zařízení a vybavení pro malé výkony.

Souhlasím s následujícími závěry Ústavu energetických systémů Melentěva Ruské akademie věd po dlouholetém výzkumu [39,40,41,42,43]:

1. hodnocení energetické účinnosti je pro malé izolované spotřebitele zpracováno v metodicky sporné formě;
2. navrhovaný metodický přístup určuje výběr optimální energetické pokrytí v každé izolované studované oblasti, pokud jde o technické a ekonomické efektivnosti, spolehlivosti a proveditelnosti;
3. po provedení technologických výpočtů ve druhé fázi, se zpracují technologicky a ekonomicky přijatelné varianty ve třetí fázi, což umožní výrazně snížit množství přípravných výpočtů a analýz v dalším kroku;
4. výsledky ze studií s použitím tohoto metodického přístupu jsou specifická doporučení nebo programy na různých územních úrovních (regionální, provinční, okresní);

5. tento software je navržen jako simulační model dvou typů: srovnání alternativ z hlediska celkových nákladů a s ohledem na finanční a ekonomickou výkonnost. Simulační modely jsou realizovány pomocí tabulkového systému „EXCEL“.

Obecně platí, že otázky zásobování malých a odlehlých spotřebitelů, metodický přístup k hodnocení technické a ekonomické efektivity různých typů zdrojů energie, stejně jako rozvoj alternativních zdrojů energie v oblastech vzdálených od tradičních zdrojů energie, nejsou podrobně zpracované a v této oblasti je potřebný další výzkum.

1. Zásobování energií v severních oblastech Ruska

Nejdříve se zabývám obecným popisem situace v zásobování energií na severu Ruska. Dalším cílem práce je analyzovat počet a rozmístění míst bez zdrojů elektřiny a dále analyzovat problémy spojené z dodávkou paliv do těchto oblastí. Následně určím podmínky připojení těchto míst k elektrizační soustavě a také vysvětlím problémy spojené s provozem diesellových agregátů. Popisují i způsoby využívání obnovitelných zdrojů energie.

1.1. Ekonomické a geografické charakteristiky ruského severu

K ruskému Severu patří podle hospodářských a geografických charakteristik více než polovina území Ruska, tato území jsou bohatá na přírodní zdroje, ale zároveň se liší od ostatních oblastí svými klimatickými podmínkami, které nejsou příznivé pro obyvatelstvo, a také odlišným zemědělstvím, průmyslem, stavebnictvím, dopravou, a také i vyššími náklady na pracovní sílu.

Výzkum Severu ukazuje významné rozdíly mezi některými jeho částmi v závislosti na geografické poloze k páteřní dopravní síti v Rusku, k centrům zpracování a dobývání surovin a vzhledem k poloze průmyslových oblastí. V souvislosti s tímto se území Severu dělí na Dálný Sever a Blízký Sever.

Pojem "Dálný Sever" v SSSR byl zaveden do legislativy mezi roky 1930 – 1932 jako „území obsazené malými národy“. Při stanovení hranice tohoto území byla hlavním kritériem etnicita obyvatelstva. Později byly prováděny výrazné změny v obsahu tohoto pojmu. V roce 1945 při určování hranic pro poskytování výhod výnosem Předsednictva Nejvyššího sovětu SSSR byly zavedeny dva pojmy: „oblasti, náležející k Dálnému Severu“ a „Dálný Sever“. Takto určené oblasti získávaly dotace v závislosti na obtížnosti získávání přírodních zdrojů a vytváření podmínek pro získávání pracovníků z jiných oblastí [45].

Ekonomicko-geografické zónování bylo provedeno v roce 1981 [45, 46]. K Dálnému Severu patří přírodní oblasti tundry, lesotundry a tajgy, které se nachází severně od 60. rovnoběžky. Tyto oblasti se vyznačují velkou nepřístupností území. K této oblasti patří i oblasti spojené s Transsibiřskou magistrálou, které se vyznačují nejnáročnějšími podmínkami pro život, jsou zvláště obtížné pro aklimatizaci člověka a jeho práci. Téměř celé území na Dálném Severu je bažinaté a patří do oblasti trvale zmrzlé půdy. V těchto oblastech je cena

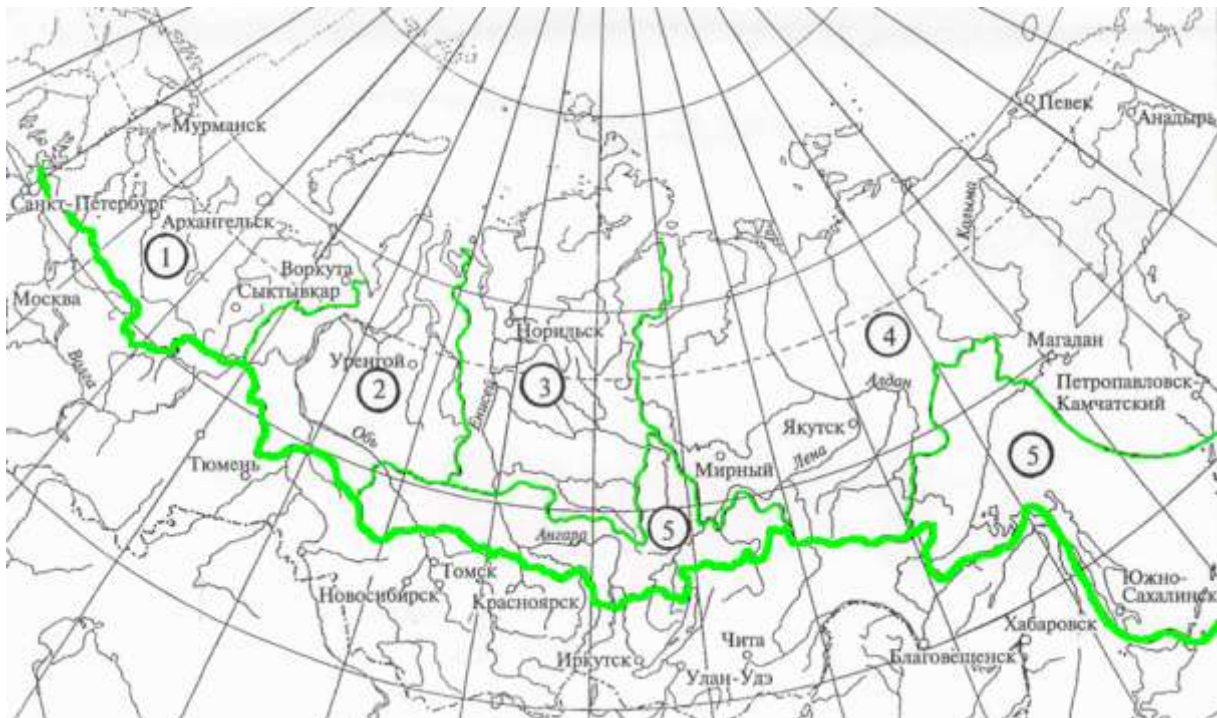
stavebních a montážních prací typicky více než 2 až 3 krát (v některých oblastech až 8 krát) vyšší, než v jiných regionech Ruska.

K Blízkému Severu patří severní oblasti, které jsou odlehlé a vzdálené od průmyslových regionů. V těchto oblastech jsou klimatické podmínky příznivější, než na Dálném Severu v severnějších zeměpisných šířkách, což umožňuje provozování širší škály odvětví, zejména místních výrobních zařízení na výrobu živočišných produktů a produkci zeleniny a obilovin. Oblasti v blízkosti Severu mohou sloužit jako základ rozvoje přírodních zdrojů na severu díky jejich relativní blízkosti k hlavním železničním tratím a silnicím a k hlavním průmyslovým centrům. Zde jsou i mnohem nižší náklady – koeficient zvýšení nákladů činí 1,2 – 1,7.

Hranice mezi Dálným Severem a Blízkým Severem podléhají změnám v čase, území Blízkého Severu se mění v závislosti na rozvoji moderní dopravy, zlepšení celkové úrovně výrobních sil a nejspíše se bude postupně šířit dál a dál na sever. Nicméně i v dlouhodobém horizontu budou v těchto oblastech obtížné podmínky pro život člověka a budou zde dále hrozit zvýšené nebezpečí. Proto budou po vzniku dopravních systémů, které poskytují maximální rozsah dostupnosti, tyto oblasti patřit na Blízký Sever.

K Severu patří následující regiony:

1. evropská část Dálného Severu (Murmansk, Archangelsk, Karélie a Republika Komi);
2. západosibiřská část Dálného Severu (Chanty-Mansijský a Jamalsko-Něněcký autonomní okres, Ťumeňská oblast);
3. východosibiřská část Dálného Severu (Severní část Krasnojarského kraje, včetně Tajmyrského a Evenkijského autonomního okresu);
4. dálnévýchodní část Dálného Severu (Republika Sacha (Jakutie), Magadanská a Kamčatská oblast, Čukotský autonomní okres);
5. Blízký Sever (Dolní Angara v Krasnojarském kraji, severní část Tomské a Irkutské oblasti, Chabarovského kraje a celá Sachalinská oblast) (obr. 3).



Obr. 3. Severní regiony Ruské federace

- 1 – Evropský 2 - Zápososibírský 3 - Východosibírský 4 – Dálněvýchodní
5 – Blížký Sever

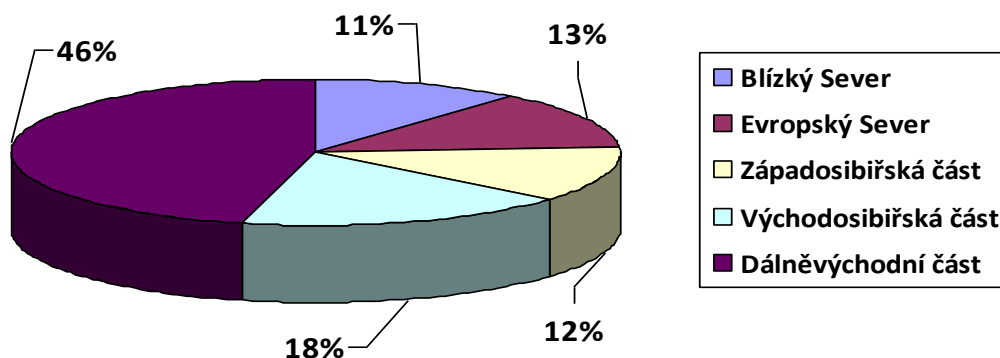
Zjednodušeně se Sever dělí i na evropský a asijský sever. K asijskému Severu patří: Zápososibírský, Východosibírský a Dálněvýchodní region a také některé oblasti Blízkého Severu.

Na území Severu, která zahrnují 10,4 milionů km² (60 % území Ruska), má domov 9,5 milionu lidí (pouze 6 % obyvatel Ruska) [47], což svědčí o mimořádně nízké hustotě obyvatelstva (tab. 2). Navíc, i uvnitř těchto oblastí je velká nerovnoměrnost osídlení obyvatelstva.

Tab. 2. Hustota obyvatelstva na Severu

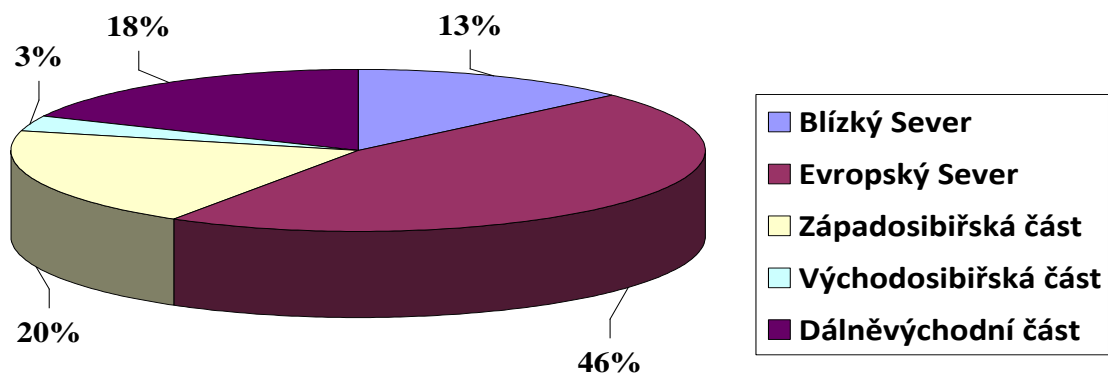
Regiony	Hustota obyvatelstva obyv/km ²
Rusko, průměr	8,6
Rusko bez Severu, průměr	20,5
Regiony Severu, průměr	0,9
v tom: Evropská část Dálného Severu	3,3
Západosibiřská část	1,5
Východosibiřská část	0,2
Dálnévýchodní část	0,4
Blízký Sever	1,1

Na obrázku č. 4 je ukázán podíl jednotlivých krajů na celkové rozloze severu Ruska. Dálnévýchodní část je zhruba polovina území a zbytek je téměř rovnoměrně rozdělen mezi ostatní zobrazené oblasti.



Obr. 4. Teritoriální struktura severního Ruska

Zároveň na Dálném Severu žije jen 18 % populace severního Ruska. A téměř polovina z těchto obyvatel v oblasti Evropského Severu, která zaujímá 13 % plochy území. Rozložení obyvatelstva podle krajů na severu je na obrázku č. 5.



Obr. 5. Struktura oblastí severního Ruska podle počtu obyvatel

Asijský Sever se vyznačuje značnou migrací obyvatel z jiných částí země. Nicméně v některých oblastech se již mnozí usadili jako administrativní pracovníci a dělníci a je tu již druhá a třetí generace severanů.

Domorodé obyvatelstvo se stále zabývá především rybolovem a zemědělstvím. V letech tržních reforem se výrazně zhoršila jejich životní úroveň a stagnoval hospodářský rozvoj tradičních národů ze severu.

Nedostatek finančních zdrojů pro tradiční systém hospodaření a zabezpečení prodeje výrobků vedly k výraznému snížení zaměstnanosti a počtu pracovních míst. Nezaměstnanost a chudoba, to je charakteristika oblastí obývaných domorodými národy v současné době. I v nejbohatších oblastech Severu s těžbou ropy a zemního plynu nezaměstnanost menšin dosahuje 50 %, zatímco reálné příjmy obyvatelstva jsou 2 až 3 krát nižší než úřední životní minimum.

Nelze opomenout, že krize 90. let měla obzvláště silný dopad na ekonomiku a sociální podmínky v oblastech na severu. To mělo za následek především rychlý nárůst počtu úmrtí a masovou migraci. V průběhu let 1989 – 1998 počet obyvatel v okresech severních území Chabarovsku, v Čukotském autonomním okruhu klesl o 50 %, v oblasti Magadan o 38 %. Ke zvláště intenzivní migraci došlo v republice Sacha (Jakutsko), Republice Komi, Korjaského, Něneckého, Tajmyrského, Čukotského, Evenkijského autonomního okruhu, Murmanské a

Sachalinské oblasti. Během deseti let se z těchto teritorií vystěhovalo více než 1,2 milionu lidí, což je více než 20 % původní populace.

1.2. Zásobování severních částí Ruské federace elektřinou

Zvláštností regionů severu a Sibíře je velký rozdíl v dosažené úrovni rozvoje území. Pro analýzu vzniku a rozvoje zásobování elektrickou energií se Sever dělí na tři zóny (obr. 4).



Obr. 6. Lokální a propojené elektrizační soustavy na ruském Severu



- propojené ES



- lokální ES

První zóna zahrnuje ekonomicky vyspělejší oblasti, které spadají do rámce Propojených energetických systémů oblastí Evropy a Západosibiřské části Severu.

V této oblasti geograficky blízké ústředním oblastem Ruské federace je mnoho specifík Severu výrazně potlačeno a nemají tak zásadní vliv na energetiku jako v dalších oblastech Severu. Úroveň rozvoje elektroenergetiky je zde mnohem vyšší (Archangelská oblast, Republika Komi, Západosibiřská část Severu, Murmanská oblast a Republika Karélie). Tam již byly vytvořeny a vybudovány systémy centrálního zásobování energií na základě

výstavby dostatečně silných zdrojů energie (Kolská JE, Kirovská, Surgutská, Urengojská VE, Petrozavodská teplárna a jiné) propojené se sousedními energetickými systémy.

Na území evropské části Severu se oblast centralizovaného zásobování elektřinou rozprostírá daleko za polární kruh. V bilanci elektrické energie regionu Murmansk a Karélie mají velmi významný podíl (70 %) četné vodní elektrárny. V Archangelském regionu a republice Komi jsou hlavními zdroji elektrárny, používající organická paliva. Archangelsk a Vorkuta mají velmi slabé spojení s propojenou elektrizační soustavou a nyní pracují prakticky samostatně, proto jsou na obrázku č. 4 vyobrazeny jako lokální.

Severní oblasti regionu Ťumeň, s výjimkou oblastí Arktidy, jsou zásobovány elektřinou z elektrizační soustavy Ťumeň, která je částí propojené elektrizační soustavy Uralu. Problém zásobování palivy je zde méně akutní, protože tyto oblasti jsou největšími nalezišti zemního plynu a ropy.

Na východní Sibiři a na Dálném východě Ruska jsou oblasti připojené k propojeným elektrizačním soustavám shodné s hranicí Blízkého Severu. Pouze uzel, který se nachází v republice Sacha (Jakutsko), je spojen s propojenou elektrizační soustavou Dálného Východu.

Druhá oblast zahrnuje oblasti, které jsou na nižších stupních centralizace sítě. Jsou zde provozovány a rozvíjeny izolované oblastní elektrizační soustavy a izolované energouzly. Tato zóna zahrnuje oblasti východní Sibiře a Dálného Severu [48, 49].

Mezi oblastmi severovýchodní části Ruska jsou nejvíce rozvinuté z hlediska energetických dopravních sítí oblasti Východosibiřské části Severu. Na severu Krasnojarského kraje se zásobování energií provádí z izolované elektrizační soustavy Norilsk, ve které se hlavně využívá plyn z regionu Tajmyr. Je zde také značný podíl výroby elektřiny z velkých vodních elektráren (Ust'-Chantajská VE, Kurejská VE). Spotřebitelé elektřiny v této soustavě, stejně jako v Západosibiřské části, mají nezávislé a bezpečné dodávky a značně vysokou technickou úroveň elektráren [50].

Na Dálném Severu je centralizace zásobování elektřinou mnohem nižší. Zásobování elektřinou je zde založeno hlavně na rozvoji místních energetických systémů (energouzlů). V republice Sacha (Jakutsko) jsou tyto uzly tři, v oblasti Murmansk je jeden, v Čukotském autonomním okruhu je energouzlů pět, v oblasti Sachalinu jsou dva a jeden energouzel je v Kamčatské oblasti. Kvůli velkému rozptylu jsou někteří spotřebitelé připojeni k energouzlům, které patří do jiných oblastí. Například, někteří spotřebitelé severovýchodního rajónu Republiky Sacha (Jakutsko) jsou připojeni k Magadanské elektrizační soustavě [51].

Nehledě na velmi různé úrovně rozvoje energouzlů, je hlavním problémem mnoha elektrizačních soustav jejich relativně nízká technická úroveň a morálně i fyzicky zastaralé

zařízení. Kromě toho je problémem i nízká spolehlivost prvků systému, páteřních a distribučních sítí z důvodu jejich slabé rozvinutosti, vysoké poruchovosti a dlouhé době odstraňování poruch kvůli extrémním podmínkám regionu.

Místní rozvoj systémů zásobování palivy a elektřinou na Severu je podmíněn objektivními zeměpisnými zvláštnostmi. Nízká hustota obyvatelstva, vysoce rozptýlené dodávky po území a drsné klimatické podmínky neumožňují zabezpečit dostatečnou spolehlivost dálkového elektrického propojení.

Spolu s geografickými zvláštnostmi se izolované energetické systémy vytvářejí v souladu se vznikem lokálních průmyslových uzlů. Obvykle se v těchto energetických systémech uplatňuje jeden hlavní (a někdy i jediný) zdroj elektrické energie, například Viljujská VE, Bilibinská JE, Anadyrská teplárna, Egvěkitská VE, aj. Tyto místní soustavy lze s hospodářským rozvojem území propojovat do větších soustav. Ale současné elektrické systémy (místní zdroje elektrické energie s relativně nízkým výkonem) nelze kombinovat s jeho sousedy a toto propojení není vždy vhodné pro podmínky na Severu. Výstavba systémů pro přenos energie na velké vzdálenosti a jejich postupné připojování je možné při výstavbě podél dopravních cest (železnice, silnice, plynovody, ropovody), nebo položeným blízko energouzlů, například v Čukotském autonomním okruhu.

Další oblasti zahrnují malé izolované energouzly, a to zejména u venkovských sídel, kde žijí severní domorodé národy, sezónní a mobilní odběry, které nejsou připojené k elektrizační soustavě, vzdálené od zdrojů paliv, jejichž systém dodávky paliva je komplikovaný. Zásobování se obvykle provádí ze stacionárních a mobilních diesellových generátorů a plynových turbín. Spotřebitelé tohoto typu jsou roztroušeni po celém Severu.

I v oblastech Blízkého Severu jsou značné plochy, které nejsou v dosahu elektrizační soustavy. Mnohé z těchto správních obvodů nemají propojení s oblastními energetickými systémy.

Na zkoumaném území existuje velké množství malých izolovaných spotřebitelů s odběry kolem 3 – 5 MW. Celkem je na Severu provozováno více než 6 000 dieselagregátů a jejich celkový instalovaný výkon je přes 3000 MW, ročně se vyrobí asi 6 miliard kilowatthodin elektrické energie. Technický stav a ekonomické parametry autonomních zdrojů energie jsou velmi špatné – náklady na výrobu elektřiny jsou 5 až 6 krát vyšší než je průměr centralizovaných energetických systémů v severních oblastech. Dieselagregáty jsou ve většině případů zastaralá, nespolehlivá a málo ekonomická zařízení s vysokou měrnou spotřebou paliva [51].

1. 3. Zásobování energetických zařízení severních regionů Ruské federace palivem pro výrobu elektřiny

Podmínky pro fungování energetických systémů na Severu jsou dány především dostupností a zásobou fosilních zdrojů energie. Rozmístění zdrojů v prostoru Severu, stupeň jejich průzkumu a využívání je velmi nerovnoměrný, a proto se rozvoj systémů dodávek paliva spotřebitelům značně liší od území k území. Na většině území ruského Severu je nutné palivo pro výrobu elektřiny dovážet z oblastí, kde se tyto primární zdroje vyskytují, to znamená mnohdy přepravu na vzdálenost tisíce kilometrů.

Podle zajištění zásobování palivy lze oblasti rozdělit do tří skupin [52]:

1. oblasti, kde paliva a zdroje energie mají národní význam (Tjumeňská oblast, Chanty-Mansijský, Něnecký a Jamalo-Něnecký autonomní okruh, Republika Komi);
2. oblasti, které mají vliv na palivovou bilanci sousedního území (Republika Sacha (Jakutsko), Sachalinská oblast);
3. oblasti, kde se zdroje energie těží a spotřebovávají přímo na místě [53].

První a druhý typ oblastí pokrývají své potřeby paliva v plném rozsahu. Energetické hospodářství v oblastech třetího typu, jako je Krasnojarský kraj, Magadanská oblast, Tajmyrský (Dolgan-Něnců), Evenkijský a Čukotský autonomní okruh jsou zásobované palivy jen částečně. Murmanská, Archangelská oblast, Republika Karélie, Tomská oblast mají deficit paliv a jsou téměř zcela závislé na vnějších dodávkách paliva. Energetické vazby Kamčatské oblasti se sousedními regiony jsou omezeny pouze na dovozy pohonných hmot.

Těžba energetických zdrojů v severních oblastech je uvedena v tabulce č. 3.

Tab. 3. Těžba energetických zdrojů v Rusku a regionech Severu (2007)

Regiony	Uhlí, mil. tun	Ropa, mil. tun	Plyn, mld. m ³
Rusko celkem	278	529	657
Regiony Sever celkem	44	349	610
V tom: Evropský	25,6	20	5,2
Západosibiřský	-	318	598
Východosibiřský	0,3	0,1	0,6
Dálněvýchodní	14,8	0,5	2,4
Blízký	3,3	10,4	3,8

Pohonné hmoty a ropné produkty jsou téměř plně dováženy na Sever z ostatních území. Jen izolované zdroje energie v současné době spotřebují asi 2 miliony tun dovážených kapalných paliv. V tomto ohledu mají zásadní význam pro severní oblasti dopravní systémy paliv, které mají připojení do průmyslových oblastí země, jakož i prostupnost meziregionálních komunikací.

V Evropské části Severu je rozvinutá síť dálnic a zpevněných silnic, která jej spojuje s přilehlými územími Ruska. V severní části západní Sibíře existuje regionální dopravní systém, který spojuje všechny druhy dopravy: silniční, říční, námořní, leteckou a potrubní. Severně od východní Sibíře a Dálného východu je postavena širokorozchodná Bajkalsko-amurská magistrála, od které se odděluje trať Skovorodino-Tynda-Berkakit s možností pokračování do Jakutska.

Současně ale na Dálném severu není železniční síť a síť pozemních komunikací ještě dostatečně rozvinutá. Sezónně lze využívat i vodní cesty v severo-j jižním směru. Severní námořní trasa je systém vodních cest, které vedou do nitra kontinentu k Transsibiřské magistrále.

V těchto oblastech existují pouze dvě silnice národního významu: Amur-Jakutsk (1000 km) spojuje Transsibiřskou magistrálu v jižní části Republiky Sacha (Jakutsko) a město Jakutsk a kolymská magistrála (1100 km) se sítí dalších cest spojujících největší těžební oblasti v centrální části Magadanské oblasti.

V oblasti Arktidy v souvislosti s mokřady nejsou žádné silnice s celoročním provozem, v zimě se využívají „ledové cesty“. Nízké teploty v kombinaci s dlouhými zimami umožňují použití těchto cest po 6 – 7 měsíců. Na mnoha místech se pro silniční dopravu používají v zimě řeky. Splavné řeky, spolu se Severní mořskou cestou, jsou součástí jednotného systému vodní dopravy na Severu. Tyto vlastnosti způsobují dlouhodobá přerušení práce loďstva během zimy, dále je velmi nákladné překládání nákladu z námořních lodí na říční a obráceně. V důsledku toho jsou náklady dopravy Severní mořskou cestou, s přihlédnutím ke všem nákladům, 2 až 3 krát vyšší než po nezamrzajících mořích. Na velké vzdálenosti, a to zejména v odlehlých oblastech na severu Asie, kde nejsou žádné železnice, je zcela běžné, že dodání zboží a paliv kvůli nemožnosti pokračovat lodní dopravou kvůli ledu a překládání do meziskladů trvá 1,5 až 2 roky [45].

V malé míře v závislosti na geografických podmínkách lze užít leteckou dopravu, ale vzhledem k vysokým nákladům a nízké nosnosti je málo využitelná pro přepravu většího množství zboží.

Špatná dopravní infrastruktura na Severu vážně komplikuje dopravu paliv. Pokud dopravní systém v centrálních oblastech umožňuje ve většině případů výběr z nejefektivnějších druhů energetických zdrojů, na Severu je to často nemožné. Sezónní lhůta dodání (na některé osady se palivo dopravuje rok nebo i déle) vyžaduje vytvoření velkých zásob a vede k vysokým ztrátám – i více než 20 %. Navíc u některých druhů hnědého uhlí, které převládají v povodí severních oblastí, zůstává relativně vysoká kvalita jen po 2 – 3 měsíce po produkci a potom následuje rozpad na menší frakce.

1. 4. Specifika rozvoje hospodářství na Sibiři a na severu Ruska

1.4.1. Hustota obyvatel v oblastech Ruské federace bez připojení k elektrizační soustavě

V tabulce č. 4 jsou uvedeny údaje o počtu sídel v Rusku, které nemají připojení k elektrizační soustavě a počet obyvatel v těchto oblastech. Co se týká Tomské oblasti, na jejím území je 21 lokalit s celkovým počtem obyvatel 33 700 lidí, izolovaných od distribučních sítí elektřiny.

Tab. 4. Informace o počtu obyvatel v oblastech Ruské federace bez připojení k centrální rozvodné síti

	Počet obyvatel v osadě	Počet osad	Počet obyvatel dle velikosti osady
1	Do 50	13 500	172 600
2	Od 51 do 500	11 100	2 400 000
3	Od 501 do 3000	5 700	5 900 000
4	Od 3001 do 10000	580	2 600 000

1.4.2. Problémy dodávek elektřiny

Problém spolehlivé a kvalitní dodávky elektřiny do malých, odlehlých a řídko osídlených osad, roztroušených po celém obrovském území Ruska zůstává akutní. Ovlivňuje oblasti sociální, technické a ekonomické [12]. Zásobování energií takových oblastí může být obecně prováděno buď prostřednictvím připojení k elektrizační soustavě anebo vytvořením samostatných izolovaných oblastí. Rozhodnutí o výstavbě připojení k elektrizační soustavě v takových oblastech je podmíněno odebíraným výkonem v oblasti a vzdáleností k nejbližšímu bodu pro připojení k elektrizační soustavě.

Norma na parametry elektřiny určuje maximální odchylku napětí od jmenovité hodnoty na $\pm 5\%$. V důsledku toho je v zásadě dána maximální délka vedení, pro připojení těchto oblastí se v Rusku běžně užívá vedení o napětí ve výši 6 a 10 kV.

Výpočet maximální délky vedení:

$$l_{\max} = \frac{3\gamma F U_{\text{nom}}^2 \Delta U}{P_{od}} [\text{km}], \quad (11)$$

kde

- γ vodivost materiálu vodiče [m / ohm · mm²],
- F průřez vodiče [mm²],
- U_{nom} jmenovité napětí [kV],

ΔU dovolený úbytek napětí (0,05) [-],

P_{od} odebíraný výkon [kW].

Typické jsou distribuční venkovní sítě z hliníkových vodičů, jejichž měrná vodivost je $32,2 \text{ m / ohm} \cdot \text{mm}^2$. Průřez vodiče je volen na jedné straně s ohledem na elektrické parametry vedení, na druhé straně s ohledem na dostatečnou mechanickou pevnost tak, aby vedení vydrželo namáhání větrem, ledovou námrazou, atd.

Pro nízký výkon je určujícím faktorem při výběru vodiče mechanická pevnost linky. Typicky se užívají průřezy vodiče pro výkony do 160 kW větší než $F = 16 \text{ mm}^2$. Dalším hlediskem je dovolený úbytek napětí. Maximální délka přenosového vedení, v závislosti na odběru a použité napěťové hladině distribuční sítě 6 kV a 10 kV s respektováním maximálního dovoleného úbytku napětí 5 % je uvedena v tabulce č. 5, při výpočtu byl použit vzorec (1).

Tab. 5. Maximální délka přenosového vedení (l_{max}) v závislosti na odběru (P) pro síťové napětí 6 kV a 10 kV

Výkon, kW	25	40	63	100	160	250
l_{max} , km (6 kV)	37	23	14	9	6	-
l_{max} , km (10 kV)	103	64	41	26	16	10

Dále je nutné při respektování návrhu sítě počítat s maximálními dovolenými zkratovými proudy, případně optimalizovat vedení z hlediska současné hodnoty budoucích ztrát a současných investic, tedy provést ekonomickou optimalizaci.

Použití vyššího napětí distribuční sítě za stejných podmínek dovoluje určité prodloužení délky přenosového vedení, jak je patrné v tabulce č. 4. Tím pádem je elektrifikace objektů s odběrem menším než 250 kW za pomoci připojení k elektrizační soustavě možná pouze pokud je tento objekt vzdálen nejvýše 10 km od nejbližšího možného připojení k elektrizační soustavě. Výstavba vedení vyšších napětí (např. 35 kV) je při nízkých odebraných výkonech ekonomicky nevhodná, protože měrné náklady na takto dodávanou elektrickou energii budou příliš vysoké.

Z výše uvedených omezení vyplývá, že připojení k elektrizační soustavě a elektrifikaci drtivé většiny sídel nacházejících se v oblastech s nízkou hustotou obyvatelstva a majících

špatnou infrastrukturu nejsou splněna technická kritéria pro výstavbu vedení. Kromě výše zmíněného je tu ještě otázka vysoké ceny nejen výstavby elektrického vedení a zejména také vysoké ceny údržby a řízení elektrických sítí. To vše dohromady znamená, že zásobování energií malých vzdálených oblastí připojením k elektrizační soustavě je nepravděpodobné.

Druhou variantou zásobování elektrickou energií pro řídce osídlené a vzdálené osady je prostřednictvím zřízení decentralizované zóny, kde se ponejvíce jako zdroj elektrické energie používá stacionárních a mobilních dieselgenerátorů, kterých je v Rusku více než 5 tisíc a které produkují ročně přibližně 1,8 TWh elektrické energie při spotřebě asi 0,8 milionů tun ropného ekvivalentu paliva (toe).

Hlavními problémy zásobování energií odlehlých spotřebitelů za pomoci dieselgenerátorů jsou:

1. špatný technický stav energetického zařízení;
2. závislost na dodávkách paliva často převáženého dlouhou přepravní trasou;
3. omezení termínu sezónního načasování dovozu;
4. nízká úroveň rozvoje dopravní infrastruktury;
5. velké instalované kapacity zůstávají nevyužité kvůli nerovnoměrnému rozložení spotřeby elektřiny;
6. závislost na financování z rozpočtu lokálních zastupitelstev (okresů, krajů);
7. vysoké výrobní ceny elektřiny;
8. dlouhodobá přerušení dodávek energie;
9. nepřítomnost průmyslových podniků ve většině odlehlých lokalit zapříčiňuje absenci průmyslových tarifů.

Slabá dopravní infrastruktura velmi komplikuje problém dodávky paliva. Velké vzdálenosti a sezónnost dopravy pohonných hmot vede k vysokým ztrátám a zdražuje toto dovážené palivo. U nejméně vzdálených oblastí náklady na přepravu dovezeného paliva činí 70 - 80 % ceny paliva [55,56].

Zdroje s nízkým výkonem pro decentralizované zásobování energií mají většinou nízké technické a ekonomické ukazatele. Kromě toho, růst cen pohonných hmot, nákladů na přepravu (což platí zejména v odlehlých oblastech) vedou k růstu vlastní ceny elektřiny – je několikanásobně vyšší než je průměr pro oblasti připojené k elektrizační soustavě. Nedostatek pohonných hmot vede k dlouhým přerušením dodávek elektrické energie [56,57].

Jmenovitý výkon dieselových agregátů u odlehlých spotřebitelů je dán špičkovou spotřebou energie, která je určena z diagramu zatížení dané oblasti. Typicky se navíc

spotřebitelé v odlehlých oblastech vyznačují extrémní rozkolísaností spotřeby elektrické energie, což vede k nehospodárnému využívání instalovaných výkonů diesellových agregátů. V důsledku toho se účinnost těchto elektráren ještě snižuje a měrná spotřeba paliva na výrobu 1 kWh elektřiny se zvyšuje vůči štítkovým údajům. Energetická a ekonomická efektivnost diesela agregátů v těchto režimech je výrazně omezená. Dokonce v režimu naprázdno, je spotřeba paliva snížena o pouhých 15 až 20 % oproti spotřebě ve špičce, přičemž stupeň opotřebení jednotky se stejně nezmění.

1.4.3. Ekonomické aspekty zásobování elektřinou na Sibiři a severu Ruska

Dále se zabývám ekonomickými aspekty zásobování elektřinou v těchto oblastech na Sibiři a severu Ruska.

Většina energetických zdrojů v odlehlých oblastech je nerentabilní, neboť měrné náklady na výrobu elektřiny jsou mnohem vyšší než cenové tarify pro obyvatelstvo a absence průmyslových podniků ve většině malých odlehlých osad tak nemůže dotovat výrobu pro obyvatele. Z tohoto důvodu je zásobování elektrickou energií odlehlých spotřebitelů dotováno z regionálních a místních rozpočtů.

Ztráty z prodeje elektrické energie za ceny nižší než je výrobní cena elektřiny se kompenzují z rozpočtových dotací, určených na udržení přijatelných úrovní sazeb za elektřinu ve vzdálených a řídko osídlených osadách. Nedostatek financování z rozpočtu pak zapříčiňuje nedostatek paliv a dostává tak tuto kategorii spotřebitelů do extrémně obtížných podmínek, co se týče dodávek elektřiny. Problém zásobování elektřinou odlehlých spotřebitelů kvůli těžké finanční situaci zasluhuje velkou pozornost ze strany státu. Nicméně projektové organizace se věnují pouze rozvoji elektrických sítí alespoň oblastního rozsahu a dále centrálnímu řízení, přičemž zbytek je pod rozlišovací úrovní „Moskvy“, a tak vše ostatní musí hradit krajské a obecní úřady samy.

Výše tarifu pro obyvatelstvo za elektrickou energii je určena pro celé území Ruska centrálně, kdy je stanovena nejvyšší a nejnižší cena elektřiny. Oblastní energetická komise určuje následně tarif pro danou oblast tak, aby nevybočoval z hranic, určených centrální komisí.

Nárůst cen fosilních paliv zvyšuje náklady na dopravu paliv. Dopravní prostředky jsou poháněny palivem vyráběným z fosilních zdrojů, zvýšení cen těchto zdrojů pak přirozeně zvýší i cenu dopravy paliva pro výrobní elektřiny. Neefektivní fungování stávajících diesellových elektráren je nutné a nezbytné revidovat s ohledem na politiku dodávek pro tuto

kategorii spotřebitelů, který se opírá o zkušenosti s využitím moderních energetických technologií se zaměřením především na snížení spotřeby dopravovaného paliva.

1.4.4. Využívání obnovitelných zdrojů energií (OZE) na Sibiři a severu Ruska

Obnovitelné zdroje mohou znamenat ekonomické a dostupné řešení dodávek elektřiny v oblasti, kde klasické zásobování elektřinou je velmi drahé.

Jednou z možností je využívání obnovitelných přírodních zdrojů energií. Prioritní činnosti, které umožní realizovat rozvoj a zlepšení spolehlivosti zásobování elektrickou energií ve vzdálených obcích a řídké osídlených oblastech, jsou:

vybavení:

1. výroba moderních zařízení v ruských podnicích na obnovu a rekonstrukci využívaného elektrického zařízení;
2. organizace výroby elektrických zařízení, využívající obnovitelné zdroje energie, které by měly výrazně snížit náklady na dopravu fosilních paliv;

legislativní a institucionální podpora:

1. vývoj souboru zákonů a předpisů o státní politice v oblasti obnovitelných zdrojů elektrické energie, která by stanovila právní a ekonomické pilíře podpory státu v tomto směru;
2. návrh, organizace, provádění a sledování regionálních programů zaměřených na poskytování paliv a energie odlehlým spotřebitelům;
3. standardizace zařízení pro výrobu energie z obnovitelných zdrojů (určení pojmů, společné technické požadavky a zkušební metody);
4. podpora regionálních vlád ve využívání obnovitelných zdrojů energie, vyhledávání služeb a pomoci spotřebitelům při nákupu daných typů elektráren;
5. konstrukce demonstračních zařízení a zkušebních míst pro zařízení používající obnovitelné zdroje energie.

finanční podpora:

1. podpora investic do místních filiálek velkých společností a investic soukromého sektoru, které by umístily své pobočky v blízkosti odlehlých spotřebitelů.
2. přímé dotace ze státního rozpočtu na výstavbu zařízení na obnovitelné zdroje energie;

3. politika státních subvencovaných půjček na výstavbu zařízení využívající OZE;
4. státní podpora investorů, od vývoje zařízení až po uvedení do provozu.

1.4.5. Legislativní pravidla pro státní podporu OZE

V poslední době je prováděna vnitrostátní sociální a hospodářské politika s cílem zajistit spolehlivé napájení odlehlých spotřebitelů a to na federální a regionální úrovni. V roce 1993, v rámci federálního programu „Spotřeba paliv a energie“ byl ustanoven Státní vědeckotechnický program „Čistá energie“, který zahrnuje směr k alternativním zdrojům energie a je koordinován Ministerstvem vědy a techniky. V roce 1996 Ruská vláda jako doplněk k Vědeckotechnickému programu „Čistá energie“ představila program „Napájení Dálného severu a podobných oblastí a míst obydlených domorodými národy na severu Sibíře a Dálného východu prostřednictvím využití obnovitelných zdrojů energie a místních paliv“ [57], zahrnutý jako podprogram do federálního cílového programu „Palivo a energie“.

Mezi hlavní činnosti programu patří:

1. analýza spotřeby energie subjektů Ruské Federace;
2. formování seznamu objektů pracujících s obnovitelnými zdroji energií, spolu s regionálními samosprávami;
3. vývoj organizační a právní podpory programu.

Snížením nákladů na dovoz paliv do vzdálených oblastí se uspoří finanční prostředky poskytované na provádění federálních programů z federálních a místních rozpočtů. Kromě toho je možné zapojení nerozpočtových prostředků, prostředků zahraničních investorů, stejně jako daňové a celní výhody. Program je určený k rozvoji projektů "O rozvoji malých a alternativních zdrojů energie", celou řadou právních, organizačních a ekonomických opatření k vyřešení problému rozvoje alternativních zdrojů energie v Rusku.

Státní дума, 27. října 1999, vydala federální zákon "O státní politice využívání obnovitelných zdrojů energie." Nicméně, v prosinci 1999 byl tento zákon odmítnut prezidentem Ruské federace. Proto, na státní úrovni právní rámec pro využívání obnovitelných zdrojů energie chybí, a neumožňuje tak využívání obnovitelných zdrojů energie nejen ve velkém, ale i jejich použití na lokální úrovni. V roce 2000 ministerstvo energetiky představilo program "Rozvoj alternativních zdrojů energie v Rusku v letech 2001-2005" jako podprogram z federálního cílového programu "Palivo a energie".

V podprogramu jsou následující hlavní cíle:

1. zajištění spolehlivé dodávky elektrické energie v odlehlých oblastech;
2. zvýšení energetické bezpečnosti obyvatelstva a výroby elektrické energie v oblastech s nestabilním centrálním napájením energií, aby nedošlo ke škodám (havárie) a náhodným odstávkám zejména ve venkovských oblastech;
3. snižování škodlivých emisí z elektráren ve městech, ovlivněných problémy s životním prostředím, stejně jako v rekreačních oblastech.

Při formování programu v Ruské federaci byly zaslány seznamy informačních dokumentů pro obdržení návrhů k zlepšení integrace zařízení v regionech. Zdůraznilo se, že finanční prostředky na výstavbu elektrických zdrojů musí být získány především z místních zdrojů a finančních prostředků investorů. Podpora z federálního rozpočtu nesmí překročit 20 % nákladů na projekt. Je třeba poznamenat, že seznamy navrhovaných lokalit pro výstavbu obnovitelných zdrojů energie v Ruské federaci byly vypracovány bez studie o dostupnosti přírodního potenciálu určitého druhu obnovitelných zdrojů energií a studií výpočtů ekonomického hodnocení projektů výstavby energetických zdrojů pracujících na bázi OZE. To znamená, že nejsou metodické pokyny pro přístup k vývoji takové energetiky postavené na OZE v Ruské Federaci. Přes mnoho přijatých programů je praktické připojení odlehlých spotřebitelů, včetně využívání zdrojů energie na základě obnovitelných zdrojů energie, prováděno jen v malém měřítku a neumožňuje řešit problém zásobování odlehlých spotřebitelů elektrickou energií [58,59].

V této kapitole jsem popsala ekonomické a geografické charakteristiky ruského Severu, dále bylo ukázáno rozmístění lokálních a propojených elektrizačních soustav, což ukázalo, že existuje dost „bílých míst“, které nejsou připojené k elektrizační soustavě. Tato místa jsou zásobována elektřinou prostřednictvím dieselagregátů. Zásobování takovým způsobem izolovaných spotřebitelů má řadu problémů, připojení k elektrizační soustavě je omezené maximální délkou vedení, jak jsem spočítala v tabulce č. 5. A proto jsem navrhla zásobování těchto „bílých míst“ elektřinou pomocí kombinace obnovitelných zdrojů energie a dieselagregátů což zvýší rentabilitu zásobování a kvalitu života obyvatelstva. Budu se tedy v následující kapitole zabývat OZE.

2. Hlavní faktory ovlivňující využívání obnovitelných zdrojů energie

Všechny druhy obnovitelných zdrojů energie (OZE) na Zemi mají společný původ ve sluneční energii. V dalším textu uvádím přehled výpočtů výkonu a energie, získatelných z jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů energie. Cílem je posoudit potenciál jednotlivých druhů OZE.

2.1. Větrná energie

V případě větrné energie, je vítr charakterizován rychlostí, což je náhodná proměnná v prostoru a čase. Charakteristických vlastností větru určují jeho energetickou využitelnost a jsou uvedeny ve statistice pro jednotlivé regiony. Hlavní charakteristiky pro větrnou energetiku jsou:

1. roční průměrná rychlost větru, roční a denní kolísání větru;
2. statistické rozdělení rychlosti větru;
3. vertikální profil střední rychlosti větru;
4. hustota výkonu a hustota energie větru;
5. potenciál větrných elektráren v regionu.
6. chceme-li získat spolehlivé údaje o průměrné rychlosti větru v území, je nutné použít velké množství měření po dostatečně dlouhou dobu.

Průměrná roční rychlost větru je definována jako průměrná hodnota získaná z měření rychlosti v pravidelných intervalech během daného období: den, měsíc, rok:

$$V_{pr} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (12)$$

kde

V_{pr} průměrná roční rychlost větru [m/s],

V_i rychlost větru při měření i [m/s],

n počet měření.

Pro numerický odhad variace rychlosti větru od průměrné (variační koeficient) získáme z průměrných rychlostí a je dán vztahem:

$$C_v = \frac{S_v}{V_{pr}} \quad (13)$$

kde

- C_v variační koeficient,
- S_v směrodatná odchylka rychlosti větru od průměrné [m/s],
- V_{pr} průměrná rychlost větru v daném časovém období [m/s].

Důležitým energetickým ukazatelem je "frekvence různých rychlostí větru", což je podíl doby, po kterou se vyskytoval daný rozsah rychlosti větru. Tato vlastnost je velmi důležitá pro výpočet energetických a dalších parametrů potřebných k výpočtu energie větru a vztahuje se k odhadu časových intervalů trvání různých rychlostí větru. Jako energetický ukazatel využitelnosti energie větru se užívá hustota větrné energie, což je výkon vztažený na jednotku průřezu proudění vzduchu.

Elektrický výkon generátoru větrné elektrárny lze spočítat pomocí vzorce:

$$P_{vt} = \pi \times \rho_v \times V_{pr}^3 \times \frac{R^2}{2} \times \varepsilon \times \eta_{vt} \quad (14)$$

kde

- P_{vt} hustota výkonu [W],
- ρ_v hustota vzduchu [kg/m³],
- V_{pr} průměrná rychlost větru [m/s],
- R délka lopatek [m²],
- ε aerodynamická účinnost [-],
- η_{vt} elektromechanická účinnost větrné elektrárny [-].

Hodnota elektrické energie generované větrnou elektrárnou za čas T je dána vztahem:

$$W_{vt} = \frac{P_{vt} \times T_{vt}}{1000} \quad (15)$$

kde

W_{vt} hodnota elektrické energie generované větrnou elektrárnou [kWh],

T_{vt} doba provozu [h].

2.2. Vodní energie

Energetické vodní zdroje jsou součástí všech vodních zdrojů, které mohou být použity pro výrobu energie. Energetický potenciál řeky je dán účinky gravitace vody, tedy rozdílem hladiny vody na začátku a na konci uvažovaného úseku řeky. Pokud máme rozdíl mezi úrovněmi uvažovaného úseku a známý průtok, pak výkon vodního toku určíme:

$$P_{ve} = \rho \times g \times Q \times H = 9810 Q_{ve} \times H \quad (16)$$

kde

P_{ve} výkon vodního toku [W],

ρ hustota vody [kg/m^3],

g gravitační zrychlení [m/s^2],

Q_{ve} průtok vody [m^3/s],

H rozdíl mezi úrovněmi uvažovaného úseku [m].

Hydroenergetická zařízení potřebují k přeměně energie vody jistou minimální rychlost toku vody. Hodnota potenciální energie vodního toku v uvažované oblasti řeky za čas T je dána vztahem:

$$W_{ve} = 9,8 Q_{VE} \times H \times T_{ve} \quad (17)$$

kde

W_{ve} hodnota potenciální energie vodního toku [kWh],

T_{ve} doba provozu [h].

Proto rozdělením toku na určitých místech, získáme jednotlivé úseky, pro které se spočítají z definice teoretické energetické kapacity těchto příslušných úseků a celková energetická kapacita vodního toku. Hranice úseků, obvykle odpovídají zlomům koryta

vodního toku. Výpočet podélného profilu vodního toku, se obvykle provádí pomocí topografických map s minimálním měřítkem 1:100 000 [60]. Výpočet průtoku vody v každém z úseků lze provádět různými způsoby. Samozřejmě, nejlepší volbou je zpracovat dlouhodobá měření. Pokud máme data k dispozici, měli bychom použít pro sledování měřítko 1:100 000 s podobným průměrným ročním průtokem. Chcete-li zjistit průměrný dlouhodobý roční průtok řeky, vyčlení se konkrétní část, případně celé povodí, do jednoho měřicího bodu, pro který se bude provádět výpočet průtoku jako vážený průměr pro spádovou oblast. Kromě tohoto způsobu existují i jiné způsoby výpočtu energetického potenciálu toků [61].

Většinou se průtok vody, a tím i vodní potenciál liší podle sezóny a měsíce. Maximální výkon řek se charakteristicky vyskytuje při jarních povodních. Při tání sněhu se uvolní obrovské množství vody a následně se hromadí v záplavových územích řek, v jezerech, močálech a dalších přírodních nádržích v povodí. Současně se voda hromadí v podzemí. Tyto zásoby poskytují velký objem vody, který se uvolňuje po dlouhou dobu. Letní a podzimní sezóna začíná po ústupu povodní. Letní a podzimní dešťové srážky doplňují zásoby podzemní vody. Jen několik malých řek bez napájení z podzemních zdrojů může při nedostatku deště v létě vyschnout. Na začátku zimy je nízký stav vody a počíná se tvořit led. Zamrzání řek v Rusku výrazně omezuje možnosti praktického využití vodní energie pomocí malých vodních elektráren. Je třeba poznamenat, že průtočné vodní elektrárny jsou šetrné k životnímu prostředí, mají jednoduchou konstrukci a nízké náklady při poměrně vysoké úrovni spolehlivosti a kvality dodávky elektřiny. Tyto vodní zdroje využívají pouze část energie vodního toku, která je odvedena pomocí derivačního kanálu nebo přívodního potrubí.

Praktické použití průtočných vodních elektráren je často velmi účinné u malých řek. Pro využívání vodního potenciálu regionu pro tyto malé hydroelektrárny (MVE) je velmi důležité identifikovat ty řeky a oblasti, které jsou vhodné pro takové lokální využití vodní energie. Musí mít velké rozdíly v převýšení terénu, vysoké zásoby vody a velký průtok. Místní posouzení faktorů, které určují vodní potenciál, dovolí dostatečně vyvážený pohled na teoretické odhady a praktickou použitelnost energie vodního toku tak, aby byla zajištěna maximální technická a ekonomická efektivita.

2.3. Solární energie

Solární energie, stejně jako větrná, je přítomna v každém bodě na zemském povrchu. Množství energie, která je odeslána ze Slunce na Zemi, je obrovské. Objem toku slunečního záření dopadajícího na plochu 10 km² v oblasti Sibiře je za letního jasného dne 7 až 9 milionů

kW. Tato hodnota je větší než výkon Krasnojarské vodní elektrárny. Intenzita záření se obvykle měří ve wattech na 1 m^2 a její energie za časový úsek v kilowatthodinách na 1 m^2 - kWh/m^2 . Nejucelenější energetická charakteristika slunečního záření je celková intenzita slunečního záření:

$$Q = S + D \quad (18)$$

kde

- Q celková intenzita slunečního záření [W/m^2],
- S přímé sluneční záření na kolmé plochy [W/m^2],
- D rozptýlené celkové a odražené záření [W/m^2].

Pro hodnocení potenciálu sluneční energie se používají dlouhodobé údaje o měření slunečního záření z co největšího počtu stanic, které jsou rozděleny rovnoměrně po celém území. Klimatické charakteristiky dané oblasti významně ovlivňují možnost efektivního využívání sluneční energie.

Při posuzování možných zdrojů je důležité vzít v úvahu asi dvacet klimatických charakteristik [62], příliv slunečního záření na zemský povrch závisí především na několika faktorech:

1. zeměpisná šířka;
2. roční období;
3. průhlednost atmosféry;
4. tvorba oblaků;
5. odrazivost povrchu;
6. výška nad hladinou moře;
7. nezakrytý obzor.

Poslední dva faktory mají významný vliv na přicházející sluneční záření v členitém terénu. Množství záření, dopadající na zemský povrch za den, závisí především na zeměpisné šířce a ročním období. Pro každou zeměpisnou šířku je dán čas určující dobu trvání denního světla, a tedy doba trvání záření. S rostoucími stupni zeměpisné šířky doba světla v zimě klesá a v létě se zvyšuje. Příjem slunečního záření na vodorovnou plochu závisí nejen na délce dne, ale i na výšce Slunce nad obzorem. Maximální výška Slunce (v pravé poledne) připadá na den letního slunovratu, nejnižší na zimní slunovrat. Závislost slunečního záření na zeměpisné šířce je nejjasněji vidět v zimě. Ve vyšších zeměpisných šířkách sluneční záření klesá. V létě se zvyšuje s rostoucí zeměpisnou šířkou a délkou dne i průhlednost atmosféry, čímž se zvýší

přímé i celkové záření. Zvýšení oblačnosti snižuje přímé záření a zvyšuje rozptýlené záření. Tok rozptýleného záření částečně kompenzuje oslabení toku přímého slunečního záření v atmosféře, ale tato náhrada není úplná. Proto je tok celkového záření při vzniku oblačnosti nižší, než když je obloha jasná. Zvýšení transparentnosti může být ve skutečnosti překryto vlivem oblačnosti na dopadající záření. Snížení průhlednosti atmosféry vede ke zvýšení difúzního záření.

Kromě průhlednosti a oblačnosti má velký vliv na rozptýlené záření charakter podkladového povrchu. Čím je vyšší odrazivost podkladového povrchu, tím se výrazně zvyšuje tok rozptýleného záření. Při přítomnosti sněhu se zvyšuje odraz přímého slunečního záření, což vede ke zvýšení difúzního záření v atmosféře. S rostoucí výškou nad hladinou moře se tok přímého slunečního záření zvyšuje v důsledku snížení optické tloušťky atmosféry. Tok rozptýleného záření se vzestupem nadmořské výšky klesá, pokud je jasná obloha, tak, jak se snižuje tloušťku atmosféry, která světlo rozptyluje. V přítomnosti mraků rozptýlený tok záření pod mraky s výškou roste. Dopad přímého a celkového záření se snižuje v místech, jako jsou dna údolí a kotliny, kvůli zakrytému obzoru. Přímé, difúzní a celkové sluneční záření má výrazné roční a denní kolísání, které jsou určeny změnami ve výšce Slunce nad horizontem a vývojem oblačnosti.

Hodnota elektrické energie ze slunečního záření je dána vztahem:

$$W_{fv} = \frac{n \times k \times P_p \times T_{fv}}{1000} \quad (19)$$

kde

- W_{fv} hodnota elektrické energie generované solární elektrárnou [kWh],
- n počet panelů [-],
- k koeficient ztrát ohřevem panelů a jejich sklonem [-],
- P_p jmenovitý výkon panelu [W],
- T_{fv} využití jmenovitého výkonu panelu [h].

2.4. Geotermální energie

V zemských útrobách se koncentruje obrovské množství tepelné energie. Nicméně, technické obtíže a vysoké náklady neumožňují dnes považovat tyto energie za skutečný zdroj energie. Nejdostupnější jsou z pohledu energetiky tyto zdroje: termální vody, parovodní směsi a suchá pára.

Využití geotermální energie je velmi aktuální a intenzivně se provádí ve více než 70 zemích. Hlavním parametrem geotermálních vod je jejich teplota. Podle tohoto ukazatele jsou termální vody rozděleny na vody s vysokým potenciálem ($> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$), středněpotenciální ($70\text{--}100\text{ }^{\circ}\text{C}$) a nízkopotenciální ($<70\text{ }^{\circ}\text{C}$). Vyšší hodnotu pro energetiku mají vysokopotenciální vody v geologických zlomech a v sopečných oblastech. Bohužel, podíl těchto vod nepřevyšuje v bilanci geotermického potenciálu Ruska 5 – 7 %. Hlavní zásoby hydrotermálních zdrojů jsou v artéských pánvích [63].

Technologický rozvoj vede k postupnému rozšiřování výroby elektřiny a tepla, kdy se teplota termální vody snižuje: pro výrobu elektrické energie až o $60\text{--}70\text{ }^{\circ}\text{C}$ a tepla o 5 až $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Vlastnosti geotermálních zdrojů významné pro jejich ocenění jsou tyto:

1. kapacita vrtů a vodních zdrojů,
2. tlak v ústí vrtů,
3. hloubka podzemní vody,
4. stupeň mineralizace vody,
5. složení solí a plynů v termálních vodách.

Je třeba poznamenat, že účinnost využití geotermálních zdrojů podstatně závisí na geochemických vlastnostech, které určují dobu životnosti potrubí, tepelných výměníků a dalších zařízení.

Důležitou složkou termální vody jsou plyny v ní rozpuštěné, které mají vliv na mechanicko-energetické a další vlastnosti. Vysoká nasycenost vody plyny snižuje prakticky využitelné teplo, protože teplo těchto plynů po jejich vyloučení z termální vody nelze využít. Pokud je voda vysoce nasycena uhlovodíkovými plyny, mohou mít i tyto plyny nějakou energetickou hodnotu. Je třeba zdůraznit, že obsah plynů jako jsou CO_2 , H_2S , O_2 dává vodě agresivní vlastnosti, což klade vysoké požadavky na chemickou odolnost použitých materiálů elektráren a ostatního geotermálního zařízení.

Hodnota výkonu geotermální elektrárny je dána vztahem:

$$P_{gt} = (h_z - h_{vv}) \times Q_{gt} \times \rho \times \eta_{gt} \quad (20)$$

kde

- P_{gt} výkon geotermální elektrárny [kW],
 h_z entalpie páry (vody) z geotermálního zdroje [kJ/kg],
 h_{vv} entalpie vody vracené do geotermálního zdroje [kJ/kg],
 Q_{gt} průtok z geotermálního zdroje [m³/s],
 ρ hustota vody [kg/m³],
 η_{gt} elektromechanická účinnost geotermální elektrárny [-].

Hodnota elektrické energie z geotermálního zdroje je dána vztahem:

$$W_{gt} = P_{gt} \times T_{vt} \quad (21)$$

kde

- W_{gt} energie geotermálního zdroje [kWh],
 T_{vt} doba provozu [h].

2.5. Energie z biomasy

Pojem biomasa zahrnuje celou řadu surovin rostlinného původu: dřevo, dřevní odpad, rašelinu, zemědělské odpady a podobně. V Rusku se v decentralizovaných oblastech nachází často velké zdroje dřeva a rašeliny, mnohokrát větší než u jiných druhů biomasy. Proto je v první řadě třeba posoudit energetický potenciál těchto typů přírodních zdrojů energie. Při určování energetického potenciálu biomasy je potřeba zvážit následující faktory:

1. objem biologických zdrojů, jejich rozložení v rámci decentralizované energetické zóny;
2. výhřevnost jednotlivých druhů a frakcí suché biomasy;
3. absolutní a relativní vlhkost suroviny.

Poslední faktor je méně důležitý, protože při využití moderních technologií pro přípravu primárních biologických zdrojů pro výrobu energie, je možné díky jeho sušení a

drcení na malé kousky docílit optimální velikosti, a tím i vlhkosti. Zdroje biomasy jsou definovány na základě údajů inventarizace lesů, rostlinného odpadu a jiných – údaje jsou získávány regionálními orgány. Tato biopaliva, jako je dřevo a rašelina, jsou v Rusku běžné a v mnoha případech slouží za primární zdroje energie a jsou tradiční energetickou základnou decentralizovaných oblastí. Mezi hlavní výhody těchto energetických zdrojů patří nezávislost jejich získávání na ročním období, dobře známé technologie pro jejich využívání a výsledně nízké výrobní náklady na elektrickou energii.

Hodnota výkonu elektrárny spalující biomasu je dána vztahem:

$$P_{bio} = \frac{Q_{nbio} \times M}{3600T_{bio}} \times \eta_{bio} \quad (22)$$

kde

P_{bio} výkon elektrárny spalující biomasu [kW],

Q_{nbio} výhřevnost paliva [kJ/kg],

M hmotnost paliva spáleného [kg],

T_{bio} doba provozu [h],

η_{bio} elektromechanická účinnost elektrárny spalující biomasu [-].

Hodnota elektrické energie vyrobené z biomasy je dána vztahem:

$$W_{bio} = P_{bio} \times T_{bio} \quad (23)$$

kde

W_{bio} energie zdroje na biomasu [kWh].

V této kapitole jsem popsala faktory ovlivňující využívání větrné, vodní, solární, geotermální energie a energie z biomasy. Bylo také popsáno, jak se počítá hodnota potenciální energie z jednotlivých druhů OZE. Dále se budu zabývat technickým potenciálem OZE v Tomské oblasti, protože jedním z podpůrných cílů disertační práce je řešit různými způsoby zásobování elektřinou na příkladu typického „bílého místa“ na Sibíři – obce Novonikolskoje, která se nachází v Tomské oblasti.

3. Technický potenciál obnovitelných zdrojů energie v Tomské oblasti

Dále se budu zabývat obnovitelnými zdroji v Tomské oblasti a jejich potenciálem pro výrobu elektrické energie v izolovaných oblastech.

Efektivnost využívání energie z obnovitelných zdrojů pro výrobu elektrické energie závisí na několika faktorech:

1. technicko-hospodářské charakteristiky zařízení pro obnovitelnou energii,
2. objem výroby elektrické energie,
3. diagram zatížení,
4. požadavky na spolehlivost dodávek elektřiny.

Nicméně nejdůležitějším faktorem, který ovlivňuje i technické a ekonomické parametry zařízení pracujících s obnovitelnými zdroji energie, je potenciál určitého druhu obnovitelných zdrojů energie. Vzhledem k časové a územní variabilitě obnovitelných zdrojů energie je pro jejich úspěch nutné studovat vlastnosti jednotlivých typů obnovitelných zdrojů energie (sluneční, větrné, vodní, biomasy, geotermální energie) v dané oblasti. Územní rozložení obnovitelných zdrojů energie podle jejich energetického potenciálu je založeno na zpracovávání meteorologických dat, geologických dat, hydrografických, krajinných a jiných studiích.

3.1. Větrná energie

Pro hodnocení energetického potenciálu větrné energie, volbu optimálního režimu provozu větrných elektráren (větrné mlýny) a konstrukční výpočty je používáno obvykle patnáct parametrů [46]. Nicméně, pro odhady potenciálu větrné energie a výpočet ekonomických ukazatelů větrných elektráren a pro zhodnocení jejich konkurenceschopnosti ve srovnání s konvenčními zdroji energie, stačí mít dostatek informací o průměrné rychlosti větru a jeho rozdělení pravděpodobnosti. A proto se dále zaměřím právě na tyto parametry. V současné době jsou shromážděny a zveřejněny referenční údaje o větrném režimu regionu Tomsk více než za sto let [64,65,66]. Převládajícími směry větru v celém regionu ve všech ročních obdobích jsou jižní a jihozápadní, ale na severu oblasti převažují větry ze severu a severozápadu. Nejbližší meteorologická stanice od vesnice Novonikolskoje se nachází ve vesnici Alexandrovskoje. Následující informace o povětrnostních podmínkách jsou získány přesně podle této meteorologické stanice. Roční rozložení rychlosti větru v tomto

regionu má jasně dvě maxima v přechodných obdobích a hlavní minimum na jaře a v létě, průměrná měsíční hodnota se pohybuje mezi 3,4 - 5,0 m/s při průměrné roční rychlosti větru 4.3 m/s (viz tab. 6).

Tab. 6. Průměrná měsíční a roční rychlost větru ve výšce 10 m v m/s

Měsíc												Rok
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
4,1	4,0	4,8	4,6	5,0	4,2	3,5	3,4	4,0	4,9	4,7	4,2	4,3

Protože moderní větrné elektrárny začínají pracovat při rychlosti větru 2 m/s a hodnoty průměrné měsíční a roční rychlosti větru v regionu jsou vyšší, můžeme optimisticky zvažovat využití potenciálu větru ve vesnici Novonikolskoje. Je třeba poznamenat, že meteorologické stanice monitorují rychlost větru výhradně v pevné výšce 10 metrů. Výsledky jsou v tabulce č. 6. Nicméně víme, že rychlost větru se s rostoucí vzdáleností od povrchu zvyšuje a proudění vzduchu se stává stabilnějším.

Přibližnou rychlost větru ve výšce h lze odhadnout podle vzorce:

$$V_h = V_\alpha \times \left(\frac{h}{h_\alpha}\right)^\alpha \quad (24)$$

kde

- V_h rychlost větru ve výšce h [m/s],
- V_α rychlost větru ve výšce anemometru [m/s],
- h_α výška anemometru [m],
- h výška elektrárny [m],
- α součinitel závislý na naměřené průměrné rychlosti větru [-].

Pro malé otevřené plochy a malou drsnost povrchu se obvykle používá $\alpha = 1/7$. Závislost koeficientu α na rychlosti větru je ilustrována v tabulce č. 7 [67].

Tab. 7. Závislost koeficientu α na rychlosti větru V_α

V_ϕ , m/s	0-3	3,5-4	4,5-5	5,5	6-11,5	12-12,5	13-14
α	0,20	0,18	0,16	0,15	0,14	0,135	0,13

Lze tedy pro různé rychlosti větru od 2 m/s až 4,5 m/s vzít průměrnou hodnotu rovnou 0,18. Odhady rychlostí větru ve výškách nad 10 m, jsou uvedeny v tabulce č. 8.

Tab. 8. Rychlosti větru v různých výškách

Výška, m	Rychlost větru, m/s				
10	3,3	3,5	3,9	4,2	4,4
20	3,7	3,97	4,42	4,76	4,99
30	4,0	4,27	4,75	5,1	5,36
40	4,2	4,5	5,0	5,39	5,65
50	4,4	4,68	5,2	5,61	5,88

Jak ukazuje tabulka č. 8, rychlost větru v 50 metrech téměř o polovinu překročí rychlost větru ve výšce 10 metrů.

Průměrná měsíční a roční rychlost větru ve výšce 20 m a 30 m je uvedena v tabulce č. 9.

Tab. 9. Průměrná měsíční a roční rychlost větru ve výšce 20 m (a) a 30 m (b) v m/s

	Měsíc												Rok
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
a	4,6	4,5	5,4	5,2	5,6	4,7	3,9	3,8	4,5	5,5	5,3	4,7	4,8
b	4,8	4,7	5,7	5,4	5,9	5,0	4,1	4,0	4,7	5,8	5,6	5,0	5,1

Dalším důležitým faktorem je frekvence různé rychlosti větru, což je procento času, během kterého se velikost rychlosti větru nachází v určitých mezích. Tato vlastnost je důležitá pro výpočet množství energie vyrobené větrnými elektrárnami, provozní dobu a délku prostoje (tab. 10).

Tab. 10. Pravděpodobnost různých rychlostí větru (%) ve výšce 10 m

Rychlost větru, m/s	Měsíc												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0–1	22,7	22,3	20,5	17,1	10,4	14,5	24,7	22,3	17,6	13,5	12,2	22,0	18,4
2–3	30,6	29,5	29,4	28,4	28,4	29,2	32,4	23,0	32,7	29,6	28,4	30,9	27,1
4–5	29,8	29,9	31,4	33,3	37,4	35,8	30,4	29,6	32,0	36,1	34,3	31,6	34,9
6–7	13,2	13,2	14,2	15,5	17,0	15,1	10,6	10,8	12,4	14,9	17,0	13,2	13,9
8–9	4,6	4,7	5,3	6,4	7,2	5,9	3,8	4,3	5,2	5,6	6,8	4,1	5,3

Z tabulky č. 10 vyplývá, že pravděpodobnost výskytu průměrné měsíční rychlosti větru nad 2 m/s ve výšce 10 m převyšuje 80 %, nad 4 m/s je kolem 55 %.

Pokud se předpokládá, že ve všech výškách je podobný průběh rozdělení pravděpodobnosti výskytu rychlostí větru, pak se pro 20m výšku rychlosti větru násobí koeficientem 1,12, pro 30m výšku – koeficientem 1,18 (tab. 11).

Tab. 11. Pravděpodobnost výskytu různých rychlostí větru (%) ve výšce 20 m (A) a 30 m (B)

m/s		Měsíc												Rok
A	B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0-1,1	0-1,2	22,7	22,3	20,5	17,1	10,4	14,5	24,7	22,3	17,6	13,5	12,2	22,0	18,4
2,2-3,4	2,4-3,6	30,6	29,5	29,4	28,4	28,4	29,2	32,4	23,0	32,7	29,6	28,4	30,9	27,1
4,5-5,6	4,7-5,9	29,8	29,9	31,4	33,3	37,4	35,8	30,4	29,6	32,0	36,1	34,3	31,6	34,9
6,7-7,9	7,1-8,3	13,2	13,2	14,2	15,5	17,0	15,1	10,6	10,8	12,4	14,9	17,0	13,2	13,9
9-10,1	9,4-10,6	4,6	4,7	5,3	6,4	7,2	5,9	3,8	4,3	5,2	5,6	6,8	4,1	5,3

Ve výšce 20 metrů tedy pravděpodobnost výskytu rychlosti větru vyšší než 2 m/s převyšuje 80 % a pro 3,5 m/s přesahuje 65 %.

3.2. Solární zdroje energie

Pro získání dostatečně vypovídající charakteristiky potenciálu sluneční energie je vhodné používat dlouhodobé údaje měření slunečního záření. Nicméně, většina meteorologických stanic Tomského regionu provádí jen pozorování oblačnosti, na 11 stanicích je určena doba trvání slunečního svitu pomocí heliografu a jen na dvou stanicích (včetně stanice Aleksandrovskaja) se provádí aktinometrické pozorování.

Na dvou stanicích se systematicky měří tyto veličiny:

1. přímé sluneční záření na kolmé plochy (S);
2. rozptýlené celkové a odraženého záření (D);
3. radiační bilance (algebraický součet příchozích a odchozích komponent záření) (Q).

Na celkové množství záření má do značné míry vliv oblačnost. Alexandrovský rajón (kde se nachází vesnice Novonikolskoje) se vyznačuje často zataženou oblohou (51 až 79 %). Zvýšená frekvence zatažené oblohy je v podzimních měsících. Jasná obloha je nejčastější v únoru, nejméně pravděpodobná v říjnu. Nejdůležitější charakteristikou solární energie, která je potřebná k posouzení efektivnosti solárních zařízení v okolí obce Novonikolskoje je celkové sluneční záření (jak roční a tak i po měsících) (viz tab. 12).

Tab. 12. Měsíční a roční hodnoty celkového záření při průměrných podmínkách oblačnosti, kWh/m²

Měsíc												Rok
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
12	33	80	123	155	172	164	112	65	33	14	7	970

Údaje o solárních zdrojích energie v tabulce č. 12 byly získány pro horizontálně umístěný povrch solárního panelu. Nejlepší orientací slunečních panelů je jižní směr pod úhlem 45 až 50 stupňů, kdy účinnost přeměny sluneční energie vzroste o 15 až 20 procent. A to je pro vesnici Novonikolskoje více než 1100 kWh/m² roční celkové energie slunečního záření, které v zásadě umožní provoz moderních malých a středně velkých solárních systémů. Hlavním problémem bude velmi nízká výroba v zimních měsících, prakticky tedy vzniká problém se zálohováním zdrojů v zimě.

3.3. Vodní energie

Vodní zdroje tvoří ty vodní toky, které mohou být použity pro výrobu energie.

Potenciál vodních zdrojů, velkých a středních řek Tomském regionu, je 2711 tisíc kW, což je 23,8 miliardy kWh. Energetický potenciál vybraných malých a středních řek v regionu Tomsk je 4,1 miliardy kWh. To znamená, že Tomský region má jistý potenciál pro budování malých vodních elektráren. Jsou dvě varianty vodních elektráren – elektrárny na přehradách a na přívodních kanálech. Pokud jde o vodní elektrárny, je třeba si uvědomit, že bezpečný provoz malých vodních elektráren vyžaduje rozdíl hladiny vody nejméně 4 metry. Nicméně, analýza reliéfu celého Alexandrovského rajónu a území vesnice Novonikolskoje ukazuje, že region je nížinnou, bažinatou oblastí. Meziříční oblasti jsou pouze velmi mírně zvednuté nad hladinu vody. Za těchto okolností by bylo budování přehrad a nádrží v oblasti nepraktické kvůli velké požadované záplavě údolí, velkému množství dřeva a keřů plovoucího v řekách a množství ledu v zimním období. Nabízí se otázka, zda jsou požadavky na výstavbu vodních elektráren technicky splnitelné, zvláště v chladném období roku.

Zbývá zvážit perspektivnost výstavby hydroenergetického zařízení derivačního typu v určité části řeky, kde se díky zúžení toku může vytvořit potřebná rychlost toku. Stabilní provoz výrobních zdrojů na tomto principu vyžaduje rychlost proudění ne menší než 1 m/s. V bezprostřední blízkosti vesnice Novonikolskoje jsou dvě řeky: Novonikolskaja starice a potok Pyrčinskaja (tab. 13).

Tab. 13. Rozdělení průtoku po měsících v % za rok

Řeka	Měsíc												Rok
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	3,0	2,8	2,7	3,4	30,3	20,9	8,8	6,5	7,6	6,0	4,5	3,5	100,0
2	2,0	1,7	1,6	4,2	31,2	19,7	11,8	6,9	7,4	6,4	4,4	2,7	100,0

Poznámka: 1 - Novonikolskaja starice, 2 - potok Pyrčinskaja

U těchto řek jsou tři hydrologická období:

1. jarní tání;
2. letně-podzimní období;
3. zimní nízký průtok.

Maximální vodnatost je typická pro dva měsíce: květen, červen. V tomto období je průtok vody několikanásobně vyšší, než je průměr. Nejnižší průtoky vody jsou pozorovány v zimním období (prosinec-únor). Pro začátek zimního nízkého stavu vody je rozhodující vznik stabilního ledu na řekách v říjnu. Toto období trvá šest měsíců, až do začátku května.

V období tání dosáhne nejvyšší hodnoty rychlost proudění vody. V té době je tato rychlost obvykle 1 až 1,5 m/s. V letně-podzimním období se rychlost vody významně snižuje až na 0,5 až 0,9 m/s. Možnosti pro výstavbu zařízení derivačního typu a instalaci průtočných zdrojů jsou tedy ve vesnici Novonikolskoje velmi špatné, protože průtok vody je malý a řeky v zimě na dlouhé období zamrzají. Obecně lze říci, že situace pro montáž vodních elektráren v tomto regionu je nepříznivá.

3.4. Energie z biomasy

Biomasou nazýváme řadu surovin rostlinného původu: dřevo, rašelina, zemědělské odpady, atd. Posuzování oblastí slibných pro rozvoj bioenergie je založeno především na odhadu objemu biomasy, a teprve sekundárně se hodnotí možnosti použití různých technologií přeměny energie. Proto při určování energetického potenciálu biomasy je třeba nejprve vzít v úvahu množství biologických zdrojů a jejich rozložení v rámci decentralizované energetické zóny. Zdroje dřeva se stanoví podle inventarizačního systému lesů. Podobně se zásoby rašeliny určí v prozkoumaných a využívaných nalezištích této suroviny v regionu. Zdroje odpadů zemědělské činnosti jsou definovány podle statistik Úřadu pro řízení zemědělství. Alexandrovský rajón je oblastí bez rozsáhlých lesů na celém území Tomského regionu. Z tohoto důvodu není jak ve vesnici Novonikolskoje tak v celém rajónu žádná společnost pro těžbu a zpracování dřeva. Neexistuje zde tedy dřevní odpad. Ani objem zemědělských odpadů pro výrobu elektrické energie není dostatečný, protože oblast má drsné klima a bažinatý povrch, které jsou nevhodné k rozvoji rostlinné a živočišné výroby v průmyslovém měřítku. V malém množství existují soukromé pěstování a chov pro osobní spotřebu. Hlavním druhem bioenergetických zdrojů v Alexandrovském rajónu a ve vesnici Novonikolskoje je pouze rašelina.

Tomské oblasti patří v Rusku druhé místo v zásobách rašeliny po regionu Tjumeň. Na jeho území bylo identifikováno a zúčtováno 1340 ložisek rašeliny se zásobami 29 346 mil. tun rašeliny (při 40% vlhkosti), což představuje 18,07 % zásob v Ruské federaci [68]. Téměř všechny rajóny Tomské oblasti mají zásoby surové rašeliny. Na území Alexandrovského rajónu je odhaleno 128 ložisek rašeliny s odhadovanými zásobami 2 502 mil. tun.

Nicméně prozkoumanost ložisek rašeliny v Tomském regionu obecně, stejně jako v Alexandrovském rajónu, je relativně nízká, protože většina zásob je klasifikována jako odhadované zásoby (79,5 %). V regionu jsou detailně prozkoumány pouze zásoby 871,3 mil. tun, v Alexandrovském rajónu nebyl tento průzkum vůbec proveden. Pro praktické používání rašeliny je třeba provést průzkum ve velkém rozsahu a provést i jiné projektové práce, a také nákladná opatření k vysušení blat a budování silnic do míst těžby a zpracování rašeliny. Počet obyvatel v Alexandrovském rajónu je mírně vyšší než 10 000 lidí. Takže vynaložení značných finančních rozpočtových výdajů na investice s potenciálně nízkou spotřebou konečného produktu není rozumné.

3.5. Geotermální zdroje

Hodnocení perspektivnosti využívání geotermální vody se provádí pouze u technicky dostupných geotermálních zdrojů. Vyhodnocení využitelných zásob termální vody a jejich tepelný výkon se provádí na základě potvrzených údajů. Tomská oblast se nachází na Západosibiřské hydrotermální, hydrominerální, lázeňské, ropné a plynové oblasti (asi 3 miliony km²) s obrovskými zdroji geotermální energie. V hlubinách Tomského regionu jsou v dostupné hloubce 1 - 4 km enormní (více než všechny ostatní regiony Ruské federace) zdroje geotermální energie. Předběžné průzkumy ukazují, že Tomský region má 40 – 50 % geotermálních zdrojů z celé západní Sibíře, které se podílejí na celkové ruské geotermální bilanci asi 70 %. V téměř každém Tomském rajónu oblasti se dají odhalit termální vody. Termální vody se vyskytují i v Alesandrovském rajónu včetně vesnice Novonikolskoje.

Navíc, v bezprostřední blízkosti vesnice Novonikolskoje byl proveden během ropného průzkumu vrt, jehož obnovení nezpůsobí technické problémy. Vzhledem k tomu, že podíl výše nákladů na vrtání činí 50 - 60 % z celkových investičních nákladů na zřízení termálních zdrojů, může existence vrtu výrazně snížit počáteční investice do geotermálních systémů. Z vrtu se dá získat termální voda 500 m³/den, při teplotě 59 °C, z hloubky 2215 m. Při metodě těžby s uzavřeným oběhem se produktivita vrtu zvýší na 1500 - 4000 m³/den a teplota vzroste až na 70-75 °C. Nicméně, vlastností geotermální vody v Tomském regionu je, že teplota vody nepřesahuje 85 °C. Z hlediska energetických vlastností jsou tyto geotermální vody nízkopotenciální a mohou být použity pouze pro vytápění objektů, ale ne k výrobě elektrické energie.

Výše uvedené výsledky lze seřadit podle efektivnosti a konkurenceschopnosti spolu s tradičními technologiemi a ocenit možnost jejich využití v obci Novonikolskoje, vezmou-li se v úvahu možná omezení přírodních zdrojů a klimatické podmínky.

Zkoumané technologie je možné seřadit sestupně podle účinnosti zdrojů následujícím způsobem:

1. větrné podmínky dovolují uvažovat o výstavbě větrných elektráren jako nejperspektivnější variantě zásobování obce pomocí OZE;
2. využití sluneční energie pro výrobu elektřiny je málo efektivní kvůli nízké intenzitě slunečního záření v této oblasti, především v zimním období;
3. rovinatý, bažinatý charakter oblasti a nízká rychlost proudění vody znamenají krajně nevýhodné podmínky pro hydroenergetiku zkoumaného regionu;
4. malá rozvinutost zpracování dřeva a zemědělské výroby v oblasti vylučují variantu využití biomasy v energetice;
5. příliš nízká teplota geotermálních vod v Tomské oblasti (do 85 °C) je umožňuje využít pouze pro teplofikaci, ale ne pro výrobu elektřiny.

V této kapitole jsem popsala technický potenciál jednotlivých druhů OZE. V dalším textu se budu zabývat ekonomickým hodnocením různých technických variant zásobování elektřinou v odlehlých a řídko osídlených oblastech, výsledkem bude metodika pro výběr optimální varianty zásobování elektřinou konkrétní obce Novonikolskoje.

4. Současný systém zásobování elektrickou energií v Tomské oblasti

V této kapitole se věnuji popisu zásobování elektřinou v Tomské oblasti, problému decentralizace, celkové bilanci zdrojů a spotřeby energie v oblasti, která je typickým regionem Severu Ruské federace. Dále provedu analýzu struktury spotřeby elektřiny a rozdílů mezi centralizovanými a decentralizovanými oblastmi z pohledu zásobování elektřinou.

4.1. Popis situace v Tomské oblasti

Tomská oblast má rozlohu 316 900 km², tj. 1,85 % země s populací zhruba 1 milion lidí, což je 0,74 % populace Ruska. Tomská oblast má 16 okresů.

Rusko jako celek docela uspokojivě naplňuje domácí spotřebu paliv a energie, ale existují i takové regiony, kde není možnost poskytovat spotřebiteli palivo a energie [69]. Tomská oblast je typická oblast západně sibiřského regionu s průměrnou roční teplotou pod bodem mrazu [70]. Palivově energetický komplex oblasti tak jako v ostatních částech Ruska je základní součástí infrastruktury a ekonomiky a postupně se dále rozvíjí.

Podle všeho energetický potenciál Tomské oblasti zaujímá skromné místo v Ruské federaci. Vzhledem k tomu, spotřeba energie v regionu je 7,4 miliónů tun ropného ekvivalentu, což představuje 0,11 % spotřeby energie v Rusku. Pro srovnání, je třeba poznamenat, že počet obyvatel v oblasti se rovná 0,7 % obyvatelstva Ruské federace, ale území činí 1,9 %, zatímco hrubý domácí produkt je 0,9 % [71,72,73].

Podívejme se na zásobování elektřinou v Tomské oblasti. Podíl elektrické energie na celkové výrobě a spotřebě zdrojů v oblasti je uvedený v tabulce č. 14. Tabulka ukazuje, že podíl elektrické energie na celkové výrobě zdrojů je nízký a že rok od roku klesá. Podíl elektřiny na celkové spotřebě energetických zdrojů 2001 - 2007 má také tendenci k poklesu.

Tab. 14. Změna výroby a spotřeby elektrické energie v regionu pro období
2000 – 2007

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Výroba, tis. tun ropného ekvivalentu	1616	1669	1607	1701	1835	1886	1854	1869
Podíl na celkové produkci zdrojů paliva, %	9,9	8,8	6,5	5,6	5,3	6,5	7,2	7,1
Spotřeba, tis. tun ropného ekvivalentu	3553	3648	3477	3606	3905	3957	4004	4025
Podíl na celkové spotřebě zdrojů paliva, %	34,4	33	29,1	28,2	29,4	27,8	27,6	27,5
Vývoz vyrobené elektrické energie, tis. tun ropného ekvivalentu	11	123	126	161	186	115	97	99
Vývoz vyrobené elektrické energie, %	6,9	7,4	7,8	9,5	10,1	6,1	5,2	5,3

Na základě tabulky č. 14, můžeme konstatovat, že téměř všechna vyrobená elektrická energie je spotřebována v oblasti (85 – 90 %) a jen malá část se vyváží mimo region (ne více než 15 %). Navíc tam, kde je akutní nedostatek elektrické energie v oblasti, region obdrží (dovozem z jiných regionů) dvakrát více energie, než kterou produkuje. Taková závislost na externích dodavatelích energie snižuje energetickou bezpečnost v regionu. Největší část elektrické energie je spotřebována v průmyslu, druhá největší spotřeba jsou domácnosti, následovány službami, dopravou, zemědělstvím a stavebnictvím (tab. 15).

Tab. 15. Struktura spotřeby elektrické energie po sektorech ekonomiky

(A – toe, B – % z celkového objemu potřebné energie)

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ztráty ve veřejných sítích	A	243	249	273	267	358	336	290
	B	6,8	6,8	7,9	7,4	9,2	8,5	7,2
Vlastní spotřeba	A	74	81	88	94	112	188	90
	B	2,1	2,2	2,5	2,6	2,9	4,8	2,3
Elektřina v oblasti	A	991	1007	831	841	939	820	870
	B	27,9	27,6	23,9	23,3	24,0	20,7	21,7
Průmysl	A	1330	1402	1429	1524	1641	1711	1814
	B	37,4	38,4	41,1	42,3	42,0	43,2	45,3
Výstavba	A	45	42	39	29	23	29	27
	B	1,3	1,2	1,1	0,8	0,6	0,7	0,7
Zemědělství	A	187	164	167	164	168	173	184
	B	5,3	4,5	4,8	4,5	4,3	4,4	4,6
Doprava	A	119	121	125	157	176	189	188
	B	3,1	3,3	3,6	4,4	4,5	4,8	4,7
Domácnosti	A	455	473	411	405	339	384	399
	B	12,8	13,0	11,8	11,2	8,7	9,7	10,0
Ostatní průmyslová odvětví	A	118	110	115	125	149	127	142
	B	3,3	3,0	3,3	3,5	3,8	3,2	3,6

V tomto období byl dlouhodobý nárůst spotřeby elektrické energie způsoben zvýšením výroby průmyslové produkce a dopravou. Současně je patrná tendence ke snižování podílu elektrické energie pro bydlení a stavebnictví. Mezi ostatní odvětví patří zdravotní péče, myslivost a lesnictví, a vzdělání. Celková spotřeba elektřiny v těchto odvětvích, i když mírně, neustále roste. Důraz je kladen na velikost ztrát v sítích. Příspěvek je dán pouze ztrátami v sítích elektrizační soustavy. Ztráty v jiných sítích a elektrických zařízeních tvoří zhruba stejné procento.

Z analýzy energetické bilance vyplývá, že Tomská oblast je energeticky deficitní oblast, jen asi polovinu dodané energie v daném roce si region vyprodukuje sám. Zbytek elektřiny Tomská oblast nakupuje prostřednictvím Propojeného trhu s elektřinou. Navíc tato oblast má nejen nedostatek vlastní elektřiny, ale také nese značné ztráty v elektrizační síti (přes 10 %), což vyžaduje další studium (určení příčin, atd.). Napájení elektrickou energií v Tomské oblasti se skládá z elektrizační soustavy a z decentralizovaných oblastí a je popsáno tabulkou č. 16.

Tab. 16. Poměry v centralizované a decentralizované Tomské oblasti

	Typ zásobované oblasti	
	Centralizovaná	Decentralizovaná
Plocha oblastí: - tis. km ² - % celkové plochy	~ 222 tis. km ² 70 %	~ 95 tis. km ² 30 %
Obyvatelstvo	1023,3 tis. obyv.	33,7 tis. obyv.
Hustota populace	4,61 obyv. na 1 km ²	0,36 obyv. na 1 km ²
Hlavní zdroje energií	Vodní el., teplárna, druhotný zdroj (chem. kombinát)	Diesellové agregáty
Celkový instalovaný výkon energozdrojů	370 MW	44 MW
Druh použitého paliva	Plyn, uhlí, chem. výroba	Nafta
Schéματα dovozu paliva	Silniční doprava, železniční doprava	Říční, silniční, železniční doprava
Cena paliva	0,78 - 0,89 tis.rubl/toe	Více než 10 tis.rubl/toe
Vlastní cena elektřiny	0,90 rub/kWh	(5÷50) rub/kWh
Tarif elektřiny	0,80 rub/kWh	(5÷50) rub/kWh*

* - průměr pro rok 2006 – 14,76 rub/kWh

Připojení k elektrizační soustavě má asi 70 % Tomské oblasti (jižní oblasti a oblasti na levém břehu řeky Ob), kde žije 90 % populace. Hlavní výrobní organizace v Tomské oblasti je Tomskenergo, a.s. Napájecí systém je součástí jednotného energetického systému Sibíře a

souvisejících vedení s napětím 500 kV Anžero-Sudžensk- Tomsk - Itatka a také vedení 220 kV Anžero-Sudžensk-Tomsk. Napájecí systém je napojen na systém Spojených Energetických závodů od Uralu na 2×220 kV vedení Nižněvartovsk GRES - PS-Sovětská Sosninskaja. Tomský a Tjumenský napájecí systém fungují samostatně. Hlavními zdroji centralizovaného zásobování energií jsou:

1. Tomská tepelná elektrárna-2, instalovaný výkon 280 MW (uhlí, plyn);
2. Tomská teplárna-3 - 165 MW (plyn);
3. přebytek výroby Tomského petrochemického závodu (TNHK) - 17,5 MW.

Vyvedení, přenos a distribuce elektrické energie se provádí v rámci sítí velmi vysokých napětí - 500, 220, 110 kV, vysokého napětí - 35, 10, 6 kV a nízkého napětí 0,4 (0,22) kV. Celková délka vedení všech tras je více než 19 417 kilometrů, včetně 500 kV - 461 km, 220 kV - 900 km, 110 kV - více než 2000 km.

4.2. Decentralizované zásobování elektřinou v Tomské oblasti – dieselové agregáty

Severní a severovýchodní území Tomského regionu nemají dobře rozvinutou dopravní a energetickou infrastrukturu a jsou obecně charakterizovány nízkou mírou průmyslového rozvoje a nízkou hustotou obyvatelstva. Oblasti decentralizované produkce elektřiny jsou uvedeny v tabulce č. 17.

Tab. 17. Odhad spotřeby elektřiny a motorové nafty v obcích Tomské oblasti, které nemají připojení k elektrizační soustavě

Správní jednotky (okresy)	Populace		Instalovaný výkon, kW	Výroba elektřiny	Potřebný nový zdroj (odhad)
	Lidé	%			
Alexandrovský	2006	6	4063	8657	1870
Asinovský	384	1,1	-	-	-
Bakčarský	93	2,7	-	-	-
Věrchněketský	10647	31,5	12330	8947	3180
Kargasokský	13510	39,9	17103	20805,6	6020
Kolpaševský	2105	6,2	2472,6	2035,5	985
Molčanovský	1746	5,2	2315	4540	2580
Parabělský	3301	9,8	4270	5297,1	1040
Celkem	33792	100	42630,6	50568,6	15930

Výhody místní výroby elektřiny v dieselových elektrárnách jsou následující:

1. možnost výstavby dieselových agregátů v jakýkoliv zeměpisných místech, různých klimatických a dalších podmínkách;
2. při dostupnosti zásob paliva a vytvoření potřebných rezerv instalovaných elektráren lze zajistit dostatečnou spolehlivost dodávek elektřiny;
3. dobré specifické energetické vlastnosti dieselového motoru a motorové nafty.

Hlavní nevýhodou dieselových elektráren je jejich závislost na dodávkách paliva v odlehlých oblastech a související dopravní problémy, potřeba kvalifikovaného servisního personálu, nešetrnost k životnímu prostředí a přírodě. Obecně platí, že při srovnání technických a ekonomických charakteristik elektrického vedení v odlehlých oblastech, výstavba připojení k elektrizační soustavě má smysl při větším objemu výroby a spotřeby elektrické energie v dané oblasti. Nicméně, měrné výrobní náklady elektřiny jsou v odlehlých oblastech několikanásobně vyšší než v centrálních oblastech. Relativně malý

podíl obyvatel tohoto regionu (3,5 % z celkové populace Tomské oblasti) má významný podíl na rozpočtových výdajích kraje. Proto je důležité zlepšit technické a hospodářské charakteristiky decentralizovaných zdrojů v regionu Tomsk.

4.3. Problém decentralizace Tomské oblasti

Typicky, decentralizovaný napájecí systém je převládajícím systémem v řídce obydlených oblastech a není propojený s elektrizační soustavou. Zákazníci připojení k elektrizační soustavě jsou malé osady, vesnice anebo soukromý sektor. Na těchto územích Tomského regionu bydlí malé populace, většinou se skládají ze zástupců malých severních etnických skupin (Selkup, Chanty, Chulymy, atd.). Podle typu výroby jsou to převážně zemědělské podniky, těžba a využívání surovin (chov sobů, kožešiny, zemědělství, chov zvířat, rybolov, těžba a zpracování dřeva, dolování, drahé kovy, paliva, atd.).

Je zřejmé, že pro nízkou hustotu obyvatelstva, je připojení těchto území k elektrizační soustavě nevhodné. Elektrifikace odlehlých oblastí se řeší pomocí místních diesellových elektráren. Podle všeobecných údajů „Gosenergonadzor“, oboru výstavby a bydlení Ministerstva energetiky a dopravy je dnes v regionu v provozu 42 elektráren – diesellových generátorů (počet bloků 123), které dodávají elektřinu pro 33 700 lidí v osmi okresech. Instalovaná kapacita zařízení je cca 42 630 kW. Každý rok, tyto diesela agregáty vyrobí více než 500 000 MWh elektrické energie. Odhad roční spotřeba nafty je cca 16000 tun.

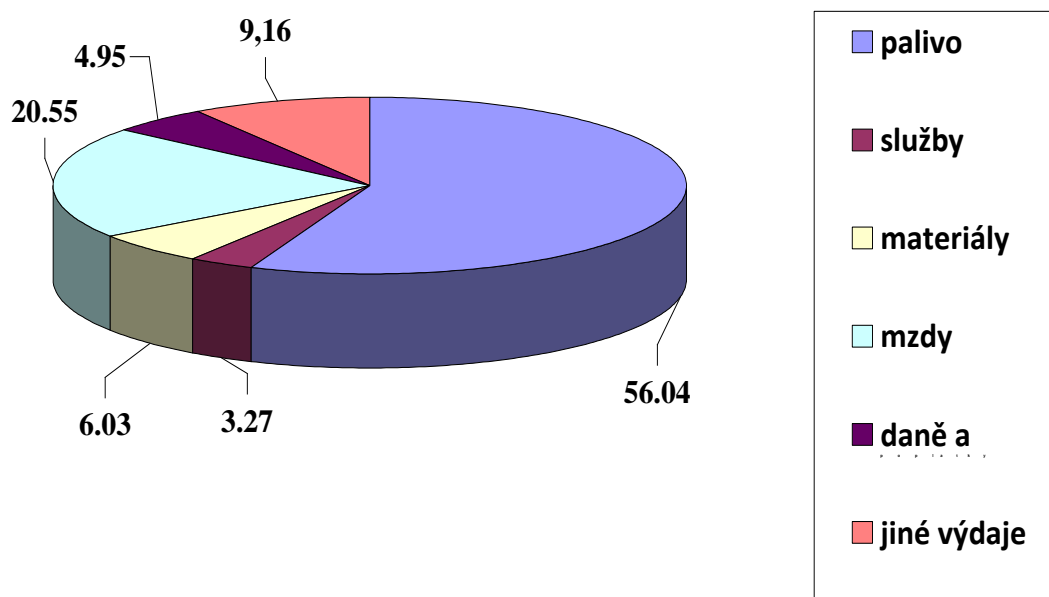
Zvláštní rysy decentralizovaného připojení těchto regionů:

1. malé výkony od desítek do stovek kW. Například elektráren s výkonem přes 1000 kW je jen 15, elektráren s výkonem 500-1000 kW je 8 a s výkonem 100-500 kW je 11. Zbytek má instalovaný výkon méně než 100 kW;
2. silně nerovnoměrný diagram zatížení s ohromným poklesem v průběhu noci, ale výrazným vrcholem večer. Druhý vrchol, za který jsou zodpovědné průmyslové podniky, je klasicky během dne. Úprava diagramu zatížení by byla velmi obtížná, proto jsou významně nadhodnoceny kapacity jmenovitého zatížení;
3. zdroji energie jsou spalovací motory - diesellových generátorů (DES), přičemž asi 46 % DES přežívá svojí dobu životnosti a vyžaduje výměnu. Nesrovnalosti v diagramech elektrického zatížení a změny v sociálně-ekonomických podmínkách v mnoha osadách způsobily značně nevhodné využití instalovaných výkonů diesellových elektráren v oblasti. Střední výkon je pouze 31-34 % maximálního výkonu;

4. měrné ukazatele spotřeby elektřiny obyvatelstva v těchto regionech přesahují průměr. To znamená, že průměrná roční spotřeba elektřiny na obyvatele v odlehlé oblasti v Tomském regionu je 1100-1400 kWh na osobu. Podle mnohých zdrojů [69,70,71] se pro vesničany uvádí normativní spotřeba 400-550 kWh na osobu. Dále jsou tu problémy s černými odběry, většími ztrátami v sítích a podhodnocené odhady elektřiny spotřebované pro vlastní potřebu elektráren.
5. vysoká výrobní cena elektřiny vyráběné v odlehlých oblastech.
6. špatná kvalita provozu a údržby dieselových elektráren.

4.4. Ekonomické aspekty decentralizovaného zásobování elektřinou

Odhadované náklady na provoz a údržbu dieselových agregátů v regionu, jsou uvedeny na obrázku č. 7:



Obr. 7. Odhadované náklady na provoz a údržbu dieselových agregátů

Z obrázku je patrné, že největší část nákladů jsou náklady na palivo. Kromě vysoké ceny paliv, musí být brány v úvahu náklady na jeho dopravu. Analýza zeměpisných poloh osídlení v této oblasti ukazuje, že alespoň polovina osad je od elektrických sítí vzdálena přes 500 km. Kromě vzdálenosti elektráren zvyšuje náklady na dopravu paliva nízká úroveň

silniční síť, která vyžaduje překládku paliva a vyčkání do doby příznivějšího ročního období. V posledních letech došlo k rychlému nárůstu tarifů elektřiny v decentralizovaných oblastech, a jeho výše nyní dosahuje průměrné hodnoty přes 15 rublů za kWh. Maximální náklady na výrobu elektřiny pro 25 % spotřebitelů (decentralizované části soustavy) dosahují 15-21 rublů za kWh. Při uvažování nákladů na výrobu elektřiny z diesellových agregátů se v některých lokalitách pohybuje podíl výdajů na elektřinu mezi 30 – 70 % regionálního rozpočtu.

Obecně platí, že decentralizované energetické zóny se vyznačují nízkou energetickou účinností a je u nich potřeba zlepšit technické a hospodářské charakteristiky.

Typicky nízká úroveň organizace decentralizovaného zásobování elektřinou a absence jedné energetické služby, která by se zabývala údržbou a provozem diesellových elektráren. V současnosti tyto úkoly musí zajišťovat obecní správa a podniky které sídlí v těchto vesnicích a tak není objektivně zajištěna vysoká technická a organizační úroveň údržby energetických zařízení mnoha decentralizovaných oblastí. V důsledku těchto nevyřešených otázek, a dále zvýšených provozních nákladů diesellových elektráren, je nutné zvýšit energetickou účinnost decentralizovaných oblastí a toho lze dosáhnout různými způsoby. Jedna varianta je nahradit zastaralé DES a upravit jejich instalovaný výkon. Tato varianta však má omezení způsobená vysokými cenami pohonných hmot a problémy s jeho dopravou. Podstatně atraktivnější volbou pro zlepšení energetického systému je výstavba nových zdrojů se zaměřením na místní energetické suroviny a obnovitelné zdroje energie. V tomto případě by palivové části nákladů na elektřinu byly mnohem nižší, nebo by odpadly úplně. Kromě toho, provoz automatizované elektrárny na obnovitelné zdroje energie je často levnější než DES a doba životnosti je obecně vyšší. Tyto vlastnosti doplněné o přínos pro životní prostředí ukazují tyto projekty jako velmi nadějně.

Z rozhodnutí státní dumy pro Tomskou oblast z 12. 10. 2000 № 618 byl schválen zákon regionu Tomsk – „O využívání místních obnovitelných zdrojů energie v Tomské Oblasti“. Smyslem a cílem tohoto zákona je vytvořit institucionální a ekonomické podmínky pro přednostní využívání těchto zdrojů energie pro decentralizované zásobování energií pro spotřebitele. Působnost zákona je zaměřena na:

1. potenciál obnovitelných zdrojů energie a její distribuci v regionu;
2. prioritní využívání obnovitelných zdrojů energie pro použití u odlehklých spotřebitelů;
3. vytvoření a použití ekonomicky životaschopné technologie a výrobních zařízení pro využívání obnovitelných zdrojů energie a urychlení vědeckého a technického pokroku v této oblasti;
4. ekonomické stimuly pro obnovitelné zdroje energie;

5. regionální energetickou politiku optimálních kombinací energie z obnovitelných zdrojů a místních paliv.

V této kapitole jsem popsala systém zásobování elektřinou v Tomské oblasti, existují zde dva hlavní způsoby zásobování elektřinou: připojení k elektrizační soustavě a výstavba decentralizované zóny (tak zvaná „bílá místa“). Dále byly popsány problémy zásobování elektřinou těch obcí, které nejsou připojené k elektrizační soustavě v Tomské oblasti, což ukazuje na nutnost změnit přístup k těmto problémům v regionálním energetickém programu Tomské oblasti. V dalších kapitolách bude popsáno, co je regionální energetický program a jeho navržené změny.

5. Regionální energetický program

V této kapitole popíšeme regionální energetický program, jehož zavedení je významné pro budování nových zdrojů. Regionální programy aplikují na místní úrovni celoruskou energetickou strategii, která se věnuje rozvoji velkých palivově energetických celků. Tvorbu programů řídí Ministerstvo energetiky Ruské federace.

Zpracování dlouhodobých regionálních programů v oblasti energetiky vyplývá z potřeby identifikovat způsoby, jak postupovat a vytvořit podmínky pro spolehlivé zásobování různých spotřebitelů palivy a energií. Rozvoji regionálních energetických programů by měla předcházet prognóza vývoje hospodářství v regionu.

Zkušenost s vývojem energetických programů ukazuje, že problém stanovení perspektivy vývoje výrobních sil jednotlivých regionů často komplikují nedostatky současného územního členění. V tomto ohledu se v prognózování rozvoje berou v úvahu různé formy územní organizace hospodářství: ekonomické zóny (v souladu s ekonomickou regionalizací země), územní a výrobní kombinace různých odvětví (územně-výrobní komplex nebo souhrn těchto komplexů, průmyslové zóny nebo aglomerace těchto uzlů, atd.), oblasti a kraje určené pro výzkum, prognózování, vládní regulace a řešení jiných dlouhodobých nebo krátkodobých problémů. Analogicky lze hovořit o následujících typech regionálních palivově energetických programů, které odpovídají výše uvedeným územním celkům:

1. administrativně-územní členění – palivově energetické programy na úrovni Ruské federace, oblastí (krajů), programy průmyslových zón;
2. členění programů v ekonomických zónách – palivově energetické programy ekonomických zón, subregionů, programy zásobování průmyslových zón elektřinou;
3. souhrnné programy - programy, týkající se několika oblastí, průmyslových zón a uzlů.

Kromě toho existuje dokument „Ruská energetická strategie“, ve kterém je popsáno vypracování a provádění integrovaných programů rozvoje stávajících a založení nových velkých palivově energetických celků, zejména ve východních oblastech Ruska.

Stávající tradiční i nově vzniklé palivově energetické celky mají řadu charakteristických rysů, a to jak podle cíle jejich dalšího rozvoje, tak podle jejich celkového postavení v národním hospodářství. Palivově energetické celky se zakládají podle rozvoje výrobních sil v rámci jednotlivých republik, oblastí (krajů) a další jednotek územního členění.

Jsou umístěny na určitém území a jsou tedy integrální součástí hospodářství republiky, oblasti (kraje), jejich zřízení a fungování je regulované dnes existujícími subjekty odvětvového a územního řízení a rozhodnutím místních orgánů. Povaha rozvoje těchto celků je určena a ovlivňována celkovým rozvojem výrobních sil na území, kde se nacházejí.

Hlavním cílem vzniku nových palivově energetických celků je vyřešení závažných ekonomických problémů na úrovni celého národního hospodářství. Z těchto řešení vyplývají a jsou definovány hlavní úkoly zakládání palivově energetických celků, jejich rozsah, čas a konkrétní místo a etapy jejich výstavby. Takové celky jako jsou Kuzbas, Západosibiřský ropný a plynárenský průmysl (ZSNGK), kaskády vodních elektráren na řekách Dněpr, Volha, Angara a Jenisej a jiné, vznikly v důsledku velkého a dlouhodobého působení státu. Náklady na výstavbu každého z nich byly ohromné, takže počet současně prováděných cílených energetických programů nebyl (a nemůže být) veliký.

Vývoj těchto programů by měl být založen na metodice cílového programového plánování. Zkušenosti ukázaly, že jejich realizace není možná bez zásadní federální podpory a bez vytvoření zvláštních orgánů řízení. Všechny „táhnoucí se“ a „nedodělané“ celky nejsou výsledkem špatných projektů a programů, ale důsledkem nedostatku řádného finančního a manažerského řízení a provádění všech významných státních programů (vyjma programů týkajících se vojensko-průmyslového komplexu) a programů na regionální úrovni. Energetické programy v tomto ohledu nejsou výjimkou.

Plnění cílených programů pro tvorbu palivově energetické základny ve státním měřítku vede vždy k vytvoření regionálních průmyslových celků na odpovídající úrovni. Systematický rozvoj těchto celků je nejdůležitějším úkolem regionální politiky. Jednou z podmínek pro jeho řešení je identifikace a předvídání vývoje v problémových regionech. Za problematické regiony považujeme ty, kde je nemožné úkoly sociálně-ekonomického rozvoje území řešit tradičními metodami. Hlavní rysy těchto regionů:

1. projevem je existence zvláště velkého problému, který představuje hrozbu pro sociální a ekonomickou situaci v celé zemi, a mohl by vést k politické nestabilitě, nebo způsobit katastrofální stav životního prostředí, apod.;
2. nedostupnost zdrojů, které jsou nezbytné pro řešení kritických sociálních a hospodářských problémů;
3. významné přímé nebo nepřímé působení vlády při řešení klíčových problémů rozvoje regionu;
4. potřeba programově orientovaného přístupu, zvláštních forem realizace programů a oficiální vyhlášení stavu problémového regionu jako předmětu státní regulace.

Analýza minulého i současného stavu vývoje jednotlivých území a problémových regionů poskytuje základ pro klasifikaci a popis problémových regionů. Z hlediska ekonomických problémů a přístupu k řešení těchto hlavních problémů můžeme rozlišit několik typů regionů, z nichž největší zájem pro nás představují problémové oblasti, kde jsou energetické zdroje. Na Sibiři tyto oblasti s energetickými zdroji mají význam i na celostátní úrovni.

Podmínky řešení problémů regionů jsou následující:

1. přítomnost unikátních zdrojů energie a surovin, jejichž kvalita a zásoby jsou dostatečné a podmínky jejich využití vedou k řešení konkrétních ekonomických problémů Ruské federace nebo k posílení jejího postavení ve světovém hospodářském systému;
2. přítomnost zvýšené poptávky po zdrojích pro řešení prvořadých ekonomických problémů v regionu, s cílem zajistit stabilní pozici v ruské ekonomice a konkurenceschopnost výrobků na vnitrostátních a mezinárodních trzích;
3. dostupnost investorů, technologií a právní podpory, potřebné pro řešení souvisejících problémů;
4. veřejný zájem na využití zdrojů území zajišťuje, aby byly splněny požadavky na ekologickou bezpečnost životního prostředí.

Rozmanitost a jedinečnost regionálních energetických programů (energetický program oblasti, republiky, území, krajů, programy palivově energetických celků) se od sebe liší a vždy je nutný individuální přístup při zachování obecných metodických zásad řešení problémů.

Po přechodu na tržní hospodářství došlo k radikálním změnám v plánování, financování, cenotvorbě, finančním a úvěrovém řízení:

1. v plánování – odmítnutí centrálního plánování podnikových cílů a přechod na převážně horizontální řízení;
2. v zajištění zdrojů - přechod z přidělování finančních prostředků na výrobu zdarma k volnému trhu se zdroji a vytvoření rozvinutého trhu výrobních prostředků;
3. v cenotvorbě - odmítnutí administrativního stanovení nákladů a cen a postupný přechod k rovnovážným tržním cenám;
4. v systému financování a úvěrování - přechod od normativního financování a úvěrování toků zboží ke standardním finančním a úvěrovým nástrojům přísně závislejícím na skutečných výnosech;

5. v řízení – využívání ekonomických metod řízení, tedy řízení pomocí poptávky a nabídky, další informace představují ceny zboží, daně, úvěry, ceny zdrojů a pravidla pro platby za zdroje, atd.

Palivově energetický komplex je ústřední a současně všeobjímající oblastí ekonomiky, s vysokou zaměnitelností výrobků a procesů, blízkým vztahem výroby a spotřeby paliv a energie.

Struktura palivově energetického komplexu je určena nejen současným stavem ekonomiky, ale i podmínkami pro další rozvoj. Tyto a další faktory nezbytně vztahují palivově energetický komplex k sektorům ekonomiky, jejichž efektivní vývoj nelze nechat pouze pod vlivem tržních mechanismů, ale vyžaduje i státní podporu a kontrolu.

Situace ve světě a v praxi potvrzuje vhodnost regulace energetiky státem a veřejnými institucemi.

S ohledem na systém řízení energetiky je vhodné použít syntézu dvou hlavních mechanismů. Prvním je přímé ekonomické řízení z centra, které stanoví trendy sociálně-ekonomického rozvoje a konkrétní úkoly pro rozvoj energetiky v dlouhodobém horizontu (15 - 20 let). Vytváří se seznam dlouhodobých energetických programů, které vyžadují státní podporu. Nové dlouhodobé energetické předpovědi pro všechny regionální úřady a podniky mají obecně charakter doporučení v závislosti na ekonomickém významu řešeného problému.

Zvláštní význam má druhý druh státní činnosti - vytvořit soudržný a účinný systém hospodářských opatření (monetární, fiskální, úvěrové, daňové, cenové a další regulace) s cílem podpořit provádění nezávislého ekonomického plánování v podnicích a jejich další rozvoj.

Pro zjištění klíčových ukazatelů regionální energetické politiky je nutné identifikovat oblasti pro zlepšení výroby a spotřeby energetických zdrojů na základě vědeckého a technického pokroku, státní regulace zahrnuje dlouhodobé předpovědi v energetické oblasti. Tato prognóza se provádí v podobě přípravy regionálních energetických programů (REP) [74].

Potřeba těchto programů vyplývá z potřeby identifikovat způsoby, jak postupovat a vytvořit podmínky pro spolehlivé zásobování různých spotřebitelů v daných oblastech palivem a energií. Vypracování regionálních energetických programů, by měla předcházet předpověď strategii regionu. Regionální programy jsou nedílnou a propojenou částí sociálně-ekonomického rozvoje Sibíře [74].

Tvorba regionálních energetických programů se řídí příslušnou metodikou [75], připravenou Ministerstvem energetiky Ruské federace. Metodická doporučení jsou adresována republikám, krajům, oblastem, federálním okruhům a hospodářským asociacím, které jsou samostatnými subjekty tvorby a provádění regionální energetické strategie. Tato základní doporučení mohou být použita při přípravě strategií (programů) rozvoje palivově energetických celků, dodávky tepla a energie do průmyslových zón a problémových oblastí.

Regionální energetické programy jsou vypracovány na 15-20 let, je analyzováno několik scénářů ekonomického vývoje, zásobování energiemi a spotřeby energie v regionu. Hledají se účinné způsoby, jak řešit následující střednědobé (3-5 let) a dlouhodobé cíle rozvoje energetického hospodářství:

1. zlepšení energetické účinnosti a úspor;
2. zajištění efektivní a spolehlivé dodávky elektrické energie spotřebitelům v regionu prostřednictvím racionálního rozvoje (ekonomického, sociálního a ekologického) vlastní palivově energetické základny a vzájemně prospěšného využívání zdrojů energie z jiných regionů;
3. stanovení složení, množství a zdrojů financování konkrétních projektů pro obnovu a rozvoj stávajících zařízení a vytváření nových energetických zařízení;
4. optimalizace energetických vstupů do sociálního a ekonomického rozvoje regionů a Ruska jako celku;
5. optimalizace příjmů z energetiky do místních, státních a federálních rozpočtů;
6. možný objem, podmínky a způsob poskytování dotací určitým segmentům populace, apod.
7. vývoj účinné a cenově dostupné ochrany životního prostředí v souvislosti s rozvojem energetiky;
8. vypracování racionální energetické politiky, tj. vyjasnění předpisů, postupů stanovení ceny paliv a energie, daní a dávek, úvěrových a jiných ekonomických mechanismů pro zlepšení organizační struktury a funkce regionálních orgánů řízení energetiky.

Rozmanitost a jedinečnost regionálních energetických programů (energetický plán Ruské Federace, federálních okruhů, hospodářských asociací, jakož i programů rozvoje palivově energetické základny, programů řízení a plánování energetiky, paliv, dodávek do průmyslových a problémových oblastí) vyžadují individuální a profesionální přístup při zachování obecných metodických principů řešení problémů.

V souladu s metodickými pokyny [74,49] regionální energetický program v obecné podobě musí obsahovat tyto části:

1. současný stav ekonomiky a energetiky v regionu;
2. rozvoj zdrojové základny a využití energetických zdrojů v regionu;
3. vývoj palivově energetického komplexu regionu;
4. energetickou bilanci v regionu;
5. rozvoj energetiky a racionálního využívání přírodních zdrojů;
6. regionální energetickou politiku.

To znamená, že regionální energetický program pro jakýkoliv region je zásadně odlišný od energetických programů z předcházejících období – direktivních dokumentů regulujících objemové a strukturální ukazatele v příštím roce a pěti letech. Prvním zásadním rozdílem je, že konkrétní činnost a seznam úkolů by měly být obecně tvořeny „zdola“ (v určitých místech – v republikách, oblastech, krajích, regionech).

Druhým rozdílem je, že důraz by měl být kladen, jak již bylo zmíněno, na rozvoj mechanismů pro realizaci prioritních záměrů, které jsou podporovány federálními a regionálními orgány a vhodně stimulovány komplexními ekonomickými, legislativními a organizačními opatřeními.

Výjimkou mohou být energetická zařízení, která mají zvláštní význam pro provádění energetické strategie státu jako celku. V tomto případě si stát vyhrazuje právo rozhodnout na základě smlouvy podle právních předpisů federace (např. stavby vedení mající mezinárodní význam, využívání zdrojů, které jsou v souladu s mezinárodními závazky, apod.).

Při zpracování regionálních energetických programů se musí vzít v úvahu měnící se podmínky spojené se zvýšením správní a finanční samostatnosti republik, krajů, oblastí, regionů, některé z nich se snaží provádět nezávislou energetickou politiku. To předpokládá maximální hospodářské využívání lokálních zdrojů paliv a energie, včetně místních nekonvenčních zdrojů energie.

Prudký pokles kapitálových investic z centra prakticky zastavil výstavbu a rekonstrukce energetických zařízení. Avšak současný systém tvorby cen a tarifů pohonných hmot a energií a také daní, jakož i nedostatečné ekonomické nástroje neumožňují v energetických odvětvích dostatečnou investiční politiku.

V nových ekonomických podmínkách je nutné se zaměřit na využití všech možných forem a zdrojů financování, a to:

1. vlastního kapitálu obchodních společností;

2. rozpočtových a mimorozpočtových zdrojů místních úřadů;
3. úvěrů ruských bank;
4. rozpočtových a mimorozpočtových federálních zdrojů;
5. přímých zahraničních investic.

Některé rysy moderního ruského ekonomického rozvoje vyvolávají nutnost revize v minulosti přijatých ustanovení o bezpodmínečné prioritě národních hospodářských zájmů při provádění různých ekonomických aktivit. Přechod k ekonomickým metodám řízení umožňuje předání většiny řídicích funkcí z federální úrovně na regionální úroveň.

Různé formy vlastnictví a množství možných (potenciálních) investorů přinášejí nové potřeby při hodnocení zájmů každého z účastníků v procesu provádění regionálních energetických programů, takže je třeba s nimi zacházet jako s rovnocennými partnery a při tvorbě prognóz počítat i s jejich zájmy.

Za takových okolností se stávají velmi důležité pro rozvoj společných přístupů jednotné poklady pro oceňování investic a vytvoření mechanismu pro koordinaci a harmonizaci zájmů všech účastníků při rozvoji energetiky a veřejných služeb v Rusku a také jednotné metodiky pro jeho jednotlivé regiony. Koordinace je nezbytná jak na různých úrovních procesu řízení regionálních energetických programů – od federální vlády k různým nižším územním celkům, tak i ve všech fázích tvorby energetického programu – od návrhu až po realizaci v podobě řešení konkrétních problémů regionální energetiky a energetických zařízení.

Obecně byl popsán regionální energetický program, dále se budu zabývat návrhem zahrnutí izolovaných spotřebitelů do regionálních energetických programů.

6. Zásobování izolovaných spotřebitelů elektřinou v rámci regionálních energetických programů

V následujícím textu chci implementovat získané poznatky pro konkrétní budování zdrojů elektrické energie a vyhodnocovat budování energetických zdrojů pro izolované spotřebitele do celého systému. Tato metodika vyústí do úpravy regionálního energetického programu tak, aby umožnil významným způsobem podporovat izolované zdroje elektřiny.

Regionální energetické programy jsou jedny z technických problémů, jejichž řešení vyžaduje použití různých metodik pro technicko-ekonomické výpočty a analýzy. Tyto problémy nelze řešit bez širokého využívání metodiky systémového přístupu. Je založena na rozdělení úlohy na určitý počet dílčích úkolů, v mnoha případech se realizuje rozdělením programu na podprogramy.

Nicméně, při přípravě regionálních energetických programů se v podstatě ignorují malí izolovaní spotřebitelé. Jsou pro to tyto důvody:

1. malý výkon odběru jednotlivých zákazníků, sídel, obvykle od desítek kW do několika MW;
2. jejich malá četnost a rozptýlenost v regionech, územích a oblastech;
3. pro většinu spotřebitelů velká vzdálenost od dopravních sítí a elektrických vedení;
4. podléhají místním správním orgánům, které nemají dostatečné materiální a finanční prostředky k zajištění energie pro tuto skupinu spotřebitelů.

S ohledem na výše uvedené důvody a nízkou spotřebu malého množství izolovaných osad (v řádu 0,7 % celkové spotřeby energie v Rusku) je tato kategorie spotřebitelů zatím ignorována při posuzování budoucího vývoje energetických zařízení.

Současně jsou jednotkové náklady na výrobu elektrické a tepelné energie v lokálních zdrojích mnohem vyšší než v systémech centralizované výroby.

I přes malý počet izolovaných spotřebitelů, ve srovnání s celkovým počtem obyvatel území krajů a regionů, je společenský význam řešení problémů dodávek elektřiny těmto spotřebitelům velmi vysoký. Nízká porodnost a vysoký odchod obyvatelstva do větších měst vedl k zániku osad ležících na území zemědělských, lesnických a rybářských oblastí, což se nevhodně odráží na hospodářství regionů. Kromě toho jsou mnozí spotřebitelé v izolovaných sídlech původní obyvatelé, kteří vyžadují zvláštní opatření sociální ochrany.

Počet dieselových elektráren, které slouží jako hlavní zdroj elektrické energie pro izolované spotřebitele, je v Rusku asi 5000 jednotek, které ročně vyrobí 1,8 miliardy kWh

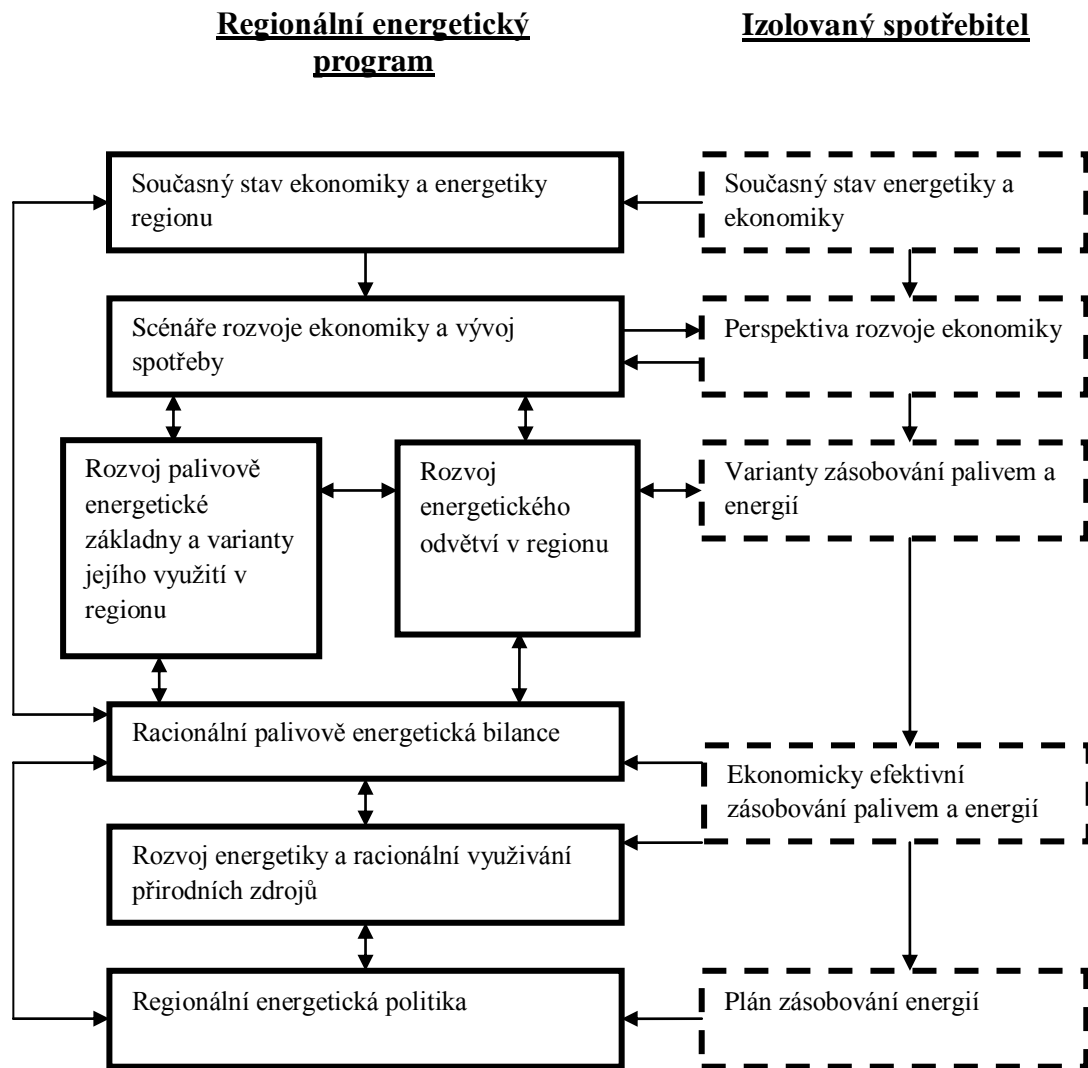
(0,2 % z celkové produkce Ruska). Spotřeba nafty je okolo 1 milionu tun ropného ekvivalentu. Malých kotelen u izolovaných spotřebitelů je asi 7000, ty produkují dvacet tři milionů Gcal (1,3 % z celkové tepelné energie v Rusku) při spotřebě 3 miliony tun ropného ekvivalentu paliva.

Náklady na roční dovoz pohonných hmot pro izolované spotřebitele jsou až 10 miliard rublů, neboli 0,5 % rozpočtu Ruska.

Každý rok se řeší problémy s dodávkou energií a paliva pro četné izolované spotřebitele v mnoha oblastech, pro které není vhodný metodický aparát, bez vypracování vhodných směrů rozvoje dodávek energie s posouzením různých typů zdrojů energie a možností jejich využití.

V souvislosti s výše uvedeným je potřeba zavést do blokového schématu rozvoje regionálních energetických programů blok ekonomické efektivity variant zásobování izolovaných spotřebitelů.

Můj návrh úprav struktury regionálního energetického programu (REP) je obecně, spolu s blokem izolovaných jednotek spotřebitelů, znázorněn na obrázku č. 8.



Obr. 8. Regionální energetický program spolu s blokem izolovaných jednotek spotřebitelů

Spojení bloku izolovaných spotřebitelů s bloky regionálních energetických programů má následující aspekty:

1. souhrn možností rozvoje ekonomiky a energetického hospodářství izolovaných spotřebitelů dovoluje komplexně zkoumat vztah k ekonomickému rozvoji regionu (oblasti, kraje), skupin obyvatel a izolovaných spotřebitelů, jakož i změny v jejich infrastruktuře, což umožní určit perspektivu populačního růstu, a pracovní místa nutná pro rozvoj sektorů národního hospodářství, energetické spotřeby pro výběr variant rekonstrukce stávajících zařízení a výstavby nových zdrojů energie;

2. zkoumání vývoje spotřeby elektřiny u izolovaných spotřebitelů umožní zahrnout přesněji regionální spotřebu té či oné formy paliva, v závislosti na variantách zásobování energií;
3. umožňuje určit celkové potřebné finanční prostředky na izolované spotřebitele, ale i na vybavení energetických systémů různých typů.

Pro provedení výzkumu budou potřebné následující základní informace:

1. schéma elektrizační soustavy na posuzovaném území, včetně sítí nízkého napětí;
2. tarify elektřiny;
3. dopravní systém dodávky paliva a náklady na pohonné hmoty pro izolované spotřebitele;
4. spotřeba elektřiny a tepla pro jednotlivé izolované lokality nebo aktualizované údaje ze sčítání lidu (k určení souhrnných energetických charakteristik);
5. technické a ekonomické parametry stávajících autonomních zdrojů energie;
6. výskyt obnovitelných přírodních zdrojů energie v oblasti.

Navrhovaný blok výpočtů měrných nákladů různých variant zásobování elektřinou pro vzdálené a řídky obydlené osady zahrnuje několik vzájemně provázaných částí, které mají být provedeny ve třech fázích.

V první fázi z analýzy současného stavu ekonomiky a energetiky pro izolované spotřebitele, z umístění sídel a vedení elektrizační soustavy a ekonomického výhledu se vytvoří seznam obcí na řídky osídleném území. Tak se také identifikují příležitosti k připojení k elektrizační soustavě a stupeň dostupnosti obnovitelných přírodních zdrojů energie.

Ve druhé fázi je ze studie všech variant zásobování palivem a elektřinou (elektrizační síť, jaderné elektrárny malého výkonu, místní paliva, obnovitelné zdroje energie, atd.), posouzena technická a ekonomická proveditelnost různých variant zásobování elektřinou na regionální úrovni, dále se tvoří předběžné varianty zásobování každé obce.

Ve třetí fázi se hodnotí finanční a ekonomická efektivnost variant dodávek energie pro konkrétní spotřebitele a vytváří se program dodávek elektřiny pro vzdálené a řídky osídlené osady s ohledem na současné trendy a nastiňuje se mechanismus pro jeho realizaci.

Pokud je to nutné, na základě existence limitů pro investování, ze všech zkoumaných spotřebitelů se vybírají ti, kteří patří do prioritní skupiny podle nejobtížnějšího stavu dodávek elektřiny v těchto lokalitách, ale také podle sociálních a environmentálních aspektů.

Pro zákazníky, pro které je to technicky nutné, se zpracovává plán rekonstrukce stávajících zdrojů. V tomto plánu se definuje seznam rekonstrukčních prací, potřebného vybavení a objemu investic.

Celková kapacita zdroje je určena odebíraným výkonem spotřebitele, přičemž se zohlední ztráty v sítích a vlastní spotřeba. Počet jednotek a jejich jednotkový výkon jsou vybrány tak, aby existovala záloha nezbytná pro spolehlivé zajištění dodávek.

Blok zásobování vzdálených a řídicí osídlených osad musí obsahovat tyto části:

1. pasportizace současného stavu odvětví energetiky;
2. analýza zásob obnovitelných přírodních zdrojů energie;
3. hodnocení spotřebitelů s ohledem na možnosti jednotlivých systémů dodávek;
4. odůvodnění ekonomické efektivity variant dodávek energie;
5. mechanismy pro provádění energetických programů;
6. podmínky financování;
7. název zařízení a jeho dodavatelů;
8. načasování a částka investic vydaná na určitého spotřebitele.

Takovým způsobem je navrhováno a zpracováno zavedení nového energetického bloku do blokového schématu rozvoje regionálních energetických programů pro vzdálené, řídicí osídlené a špatně dostupné spotřebitele elektřiny. Je navržen obsah tohoto bloku a jsou zpracovány etapy vypracování studií ekonomické efektivity variant dodávek energie pro jednotlivé spotřebitele tohoto druhu.

Vzhledem k obtížné situaci napájení vzdálených a řídicí osídlených osad by měly mít regionální úřady zájem na rozvoji regionální energetiky.

7. Metodika hodnocení projektů zásobování elektřinou pro izolované spotřebitele

Model popsaný v předcházející kapitole budu aplikovat na konkrétní projekt zásobování elektrickou energií v obci Novonikolskoje. Nejdříve vypracuji postup hodnocení nových energetických zdrojů pro izolované spotřebitele, počínaje hodnocením spotřeby izolovaného území, dále vypočtu základní technicko-ekonomické parametry navržených variant zásobování, v další fázi se vypočtou hodnoty ekonomických kritérií a stanovím měrné náklady na dodanou elektrickou energii. V předposlední fázi hodnocení jednotlivých variant se vypočítá citlivostní analýza na významné vstupy variant, v konečné fázi stanovím výši dotace, kterou bude výroba elektřiny podporována.

Je několik variant zásobování elektřinou izolovaných spotřebitelů:

1. větrné podmínky dovolují uvažovat větrné elektrárny za nejperspektivnější variantu zásobování obce pomocí OZE;
2. využití sluneční energie pro výrobu elektřiny je málo efektivní kvůli nízké intenzitě slunečního záření v této oblasti;
3. rovinatý, bažinatý charakter oblasti a nízká rychlost proudění vody znamenají krajně nevýhodné podmínky pro hydroenergetiku zkoumaného regionu;
4. malá rozvinutost zpracování dřeva a zemědělské výroby v oblasti vylučují variantu využití biomasy při výrobě elektřiny;
5. příliš nízká teplota geotermálních vod v Tomské oblasti (do 85 °C) umožňuje tyto vody využít pouze pro teplofikaci, ale ne pro výrobu elektřiny;
6. využití diesel agregátů;
7. připojení k elektrizační soustavě.

Použití obnovitelných zdrojů energie, například energie větrné, sluneční, vodní, biomasy, a její zahrnutí do celkové regionální energetické bilance je velmi aktuální, ačkoli se objevují různé problémy spojené s efektivitou těchto zdrojů.

Nejsložitějším a náročným úkolem je určit účinnost využívání obnovitelných energetických zdrojů v regionu. Složitost problému spočívá v tom, že obnovitelné zdroje energie (OZE) mají velmi variabilní výkon v čase a jejich hustota energie závisí na geografických a klimatických podmínkách v místě instalace energetického zařízení. Energetické vlastnosti obnovitelných zdrojů energie určují přímo i ekonomické

charakteristiky elektrárny. Kromě toho mají významný dopad na efektivnost využívání energie z obnovitelných zdrojů technické vlastnosti a cena elektřiny vyrobené z konvenčních zdrojů energie. Hodnocení efektivnosti využití energie z obnovitelných zdrojů je možné provádět pouze na základě komplexní analýzy veškerých možných variant zásobování elektřinou určitého regionu. V tomto případě by měla být v počáteční fázi provedena analýza stávajících energetických systémů v regionu a určena vlastní cena elektřiny z v současnosti používaných energetických zdrojů.

Pro efektivní organizaci decentralizovaného zásobování elektřinou při využívání obnovitelných zdrojů energie je potřeba řešit tyto úkoly:

1. posouzení objemu a podmínek dodávek elektřiny pro spotřebitele, kteří nemají centralizovanou dodávku elektřiny;
2. posouzení potenciálu obnovitelných zdrojů energie v oblasti, kde se nachází energetické objekty, a výběr prioritních druhů obnovitelných zdrojů energie;
3. vypracování metodiky a analýzy technických a ekonomických charakteristik variant výstavby a provozu decentralizovaných systémů zásobování elektřinou;
4. analýza sociálních a ekologických aspektů využívání energie z obnovitelných zdrojů energie pro decentralizovaná zařízení;
5. rozbor možných organizačních a právních forem fungování energetického podniku v oblasti decentralizovaných energetických spotřebitelů.
6. vývoj návrhů na zlepšení právního rámce pro provádění energetického podnikání.

Řešení těchto úkolů musí být provedeno v souladu se zkoumaným objektem, což je místní systém zásobování elektrickou energií se zdroji energie různé fyzikální podstaty. K hlavním rysům metodiky studia těchto systémů uvádím:

1. integrovaný přístup k hodnocení ekonomické a energetické účinnosti decentralizovaných zón s různými druhy energetického zařízení;
2. zohlednění regionálních, klimatických, geografických faktorů při stanovení hospodářské a energetické efektivnosti decentralizovaného zásobování energií z obnovitelných zdrojů energie;
3. vývojové trendy a změny v oblastech decentralizovaného zásobování energií;
4. zdokonalování vybavení elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie.

Kritéria hodnocení používají tři skupiny ukazatelů:

1. technické;

2. hospodářské;
3. sociální a ekologické.

Ke skupině technických ukazatelů patří jen jediné kritérium – kritérium technické proveditelnosti projektu, které je založeno na informacích o energetických vlastnostech primárního zdroje energie, informacích o technických vlastnostech energetického zařízení a způsobech jejich zlepšení. V tomto ohledu je kritérium technické proveditelnosti projektů výstavby dieselových agregátů vždy splněno – dieselová elektrárna je schopná provozu za všech podmínek, pokud je dostupné palivo.

Jako sociálně-ekologická kritéria efektivnosti různých variant zásobování elektřinou se používají následující [77]:

1. potenciální ohrožení lidského života;
2. likvidace pozemků;
3. dopady na ptáky a zvířata;
4. akustické rázy a vibrace;
5. elektromagnetické záření.

Vzhledem k tomu, kvantifikace ohodnocení sociálních a environmentálních kritérií je velmi obtížná a někdy není ani možná, pak je provedeno pouze kvalitativní hodnocení, které může sloužit jako doplňkové kritérium při výběru nejvýhodnějšího způsobu samostatného napájení. Vezměme také na vědomí, že při výběru mezi tradičními a netradičními zdroji energie, by se výběr neměl řídit pouze běžnými ekonomickými náklady, ale je nutné využít teorii porovnávacích nákladů, kdy rozhodnutí ovlivňuje i velikost investic nutných pro uvedení nového zdroje do provozu.

Je známo, že se každý rok na světě spotřebuje tolik ropy, kolik je vyprodukováno v obvyklých podmínkách za 2 miliony let [76]. Obří tempa spotřeby neobnovitelných zdrojů energie za relativně nízkou cenu, která neodráží skutečné celkové náklady pro společnost, v podstatě znamená půjčovat si na dnešní život od budoucích generací, které nebudou mít k dispozici tyto energetické zdroje za tak nízkou cenu.

Další součástí nákladů na energii, které se dělí mezi celou společnost a nejsou částí tarifů za energii, je znečištění životního prostředí energetickými zdroji [77]. Emise z tepelných elektráren jsou složeny převážně z oxidu uhličitého, který je odpovědný za skleníkový efekt a změnu klimatu, například vede k suchu v oblastech pěstování obilovin a brambor. Dalšími emisemi jsou oxidy síry a dusíku, které se v atmosféře přeměňují do kyseliny

sírové a kyseliny dusičné a vrátí se na zem se sněhem nebo ve formě kyselých dešťů. Zvýšená kyselost vody vede ke ztrátě úrodnosti půdy, snižování populací ryb a ničení lesů, poškozování stavebních konstrukcí a budov. Toxické těžké kovy, jako je kadmium, rtuť, olovo, se mohou v kyselině rozpustit a dostat se do pitné vody a zemědělských produktů [78].

Je zde velká nejistota v určení skutečné vlastní ceny elektřiny z jaderných elektráren (JE). Zdá se jisté, že skutečná vlastní cena jaderné energie bude stanovena po vyřešení otázek jaderné bezpečnosti a technologií pro získávání paliva a likvidaci odpadů, a také po stanovení nových postupů při nakládání se zařízením, budovami a stavbami jaderných elektráren po vyřazení z provozu po třiceti letech. Tyto ceny budou vyšší než současné.

Přibližný odhad přímých společenských nákladů spojených se škodlivými účinky elektráren, včetně nemocí a nižšího věku dožití, platbami za zdravotní péči, ztrátami ve výrobě, snížení výnosů, obnovou lesů a opravami budov kvůli znečištění ovzduší, vod a půdy činí kolem 75 % ze současných světových cen paliv a energie [79]. V podstatě, tyto náklady platí celá společnost, a představují vlastně ekologický výdaj, který platí občané za nedokonalost elektráren, a tento výdaj by měl být zahrnut do vlastní ceny elektřiny, ze které se tvoří státní fond energetických úspor a vytváření nových čistých energetických technologií [80].

Pokud se zahrnou tyto skryté náklady do tarifu za energii, většina nových technologií obnovitelných zdrojů energie se stane konkurenceschopnými se stávajícími technologiemi. Zároveň se objeví zdroj financování nových projektů "čisté energie". Podobná "ekologická" daň ve výši od 10 do 30 % ceny ropy je zavedena ve Švédsku, Finsku, Nizozemsku a dalších zemích EU [80].

Hlavní právní dokumenty, jimiž se řídí hodnocení účinnosti energetických podniků a využívání zdrojů energie v Rusku jsou:

1. federální zákon o úsporách energie z 03. 04. 1996 № 28-FZ;
2. pravidla pro používání elektrické energie;
3. pravidla pro měření elektrické energie ve výrobě, přenosu a distribuci
34.09.101-97 RD;
4. norma kvality dodávky elektrické energie GOST 13109-97.

Ve stávající právní a metodické základně chybějí nebo jsou nedostatečně propracovány požadavky v oblasti malé energetiky, decentralizovaných systémech zásobování elektrickou energií, založených na použití autonomních energetických zařízení, včetně zařízení pracujících s alternativními a obnovitelnými zdroji energie.

Základním právním předpisem, kterým se řídí regulace cen elektřiny, je Nařízení vlády č. 866 z 26. 10. 2011. Tento předpis stanovuje pravidla pro poskytování dotací z federálního rozpočtu podřízeným rozpočtům při poskytování dotací mezi regiony Ruské federace. V dalším textu popisují ustanovení prováděcích předpisů, které se týkají tarifů pro malooběratele.

Dotace na kompenzace výdajů provozovatelů dieselových agregátů se stanovují místními orgány když vzniknou výdaje, které nebyly původně plánované a které nejsou zahrnuté v tarifech z důvodu růstu cen dieselového paliva [82].

V příloze nařízení Federální tarifní služby z 6. 10. 2011 č. 240-e/5 “O limitovaných úrovních tarifů elektrické energie, dodávané obyvatelstvu a jim na roveň postavených spotřebitelů na rok 2012” je uvedena maximální a minimální úroveň tarifů [83]. Dále je aplikováno nařízením departamentu tarifní regulace a státních zakázek Tomské oblasti v příloze nařízení z 22. 12. 2011 č. 73/693 “O tarifech elektrické energie pro obyvatelstvo a spotřebitelů, dodávané obyvatelstvu a jim na roveň postavených spotřebitelů v Tomské oblasti”, že od 1. 7. 2012 platí pro obyvatelstvo jednoduchý tarif ve výši maximálně 2,28 rub/kWh [84,85].

Varianty zásobování elektřinou izolovaných spotřebitelů musím zhodnotit jak po stránce technické tak i ekonomické. Nejprve vyberu technicky použitelné varianty a následně vyberu ekonomicky efektivní variantu. Mnou navržené základní body metodického postupu pro hodnocení možných technických variant zásobování elektřinou v izolovaných soustavách přehledně rekapituluje tabulka č. 18.

Tab. 18. Postup při výpočtech jednotlivých variant

	Technická část
1	Určená oblast – analýza diagramu zatížení
2	Analýza potřeb primárních zdrojů pro danou oblast (uhlí, nafta, zemní plyn, obnovitelné zdroje energií, připojení k centrální elektrizační soustavě).
3	Návrh variant – technické zásobování primárními energetickými zdroji pro výrobu elektrické energií.
	Ekonomická část:
1	Vstupní údaje pro navržené varianty
1.1.	Investiční náklady, rozložení v časové ose
1.2.	Náklady provozní (stálé a proměnné)
2	Ekonomické údaje společné pro všechny navržené varianty (diskont, úroková míra, směnný kurs, atd.)
3	Ekonomická kritéria pro posouzení navržených variant (NPV, IRR, doba návratnosti investic)
4	Citlivostní analýza variant
5	Výsledky pro optimální variantu:
5.1.	Měrné náklady na elektrickou energii
5.2.	Porovnání s obecnými tarify
5.3.	Stanovení výše dotace (pro NPV=0)
5.4.	Závěr – rozhodnutí o přijetí varianty, případně žádost o dotaci

Popis výpočetního modelu

Technická část

Diagram trvání zatížení je zadán jako funkce hodinových průměrných výkonů

$$P_t = f(t) \quad (25)$$

kde

P_t výkon v hodině t [kW],

t je hodina zatížení v daném dni, s rozdělením na zimu, léto a přechodná období (jaro, podzim) [h].

Spotřeba paliva je dána funkcí, zjištěnou z regresního výpočtu

$$m_t = A \times P_t^2 + B \times P_t + C \quad (26)$$

kde

m_t spotřeba paliva [kg/h],

A, B, C koeficienty spotřební funkce.

V případě, že zdroj obsahuje více stejných agregátů, spočítá se spotřeba minimalizací spotřeby pro všechny kombinace počtu agregátů

$$m_t = \underset{i=1}{G} \text{MIN} [A P_t^2 \times i^{-1} + B P_t + C] \quad (27)$$

kde

i pořadové číslo agregátu,

G počet agregátů,

m_t spotřeba paliva [kg/h].

Celkovou spotřebu paliva za 1 den v letním období je možné spočítat následujícím způsobem

$$S_{celk.l} = \sum_{t=1}^{24} m_t \quad (28)$$

Pro výpočty byl přijat zjednodušující předpoklad, že léto a zima má 90 dní, jaro a podzim dohromady 180 dní. Denní spotřeba se násobí příslušným počtem dní, aby se vypočítala spotřeba celého období, v tomto případě je spotřeba v létě

$$S_{\text{leto}} = N_{\text{leto}} \times S_{\text{celk.l.}} \quad (29)$$

kde

- S_{leto} spotřeba v létě [kg],
- N_{leto} počet dní v létě,
- $S_{\text{celk.l.}}$ celková spotřeba paliva za 1 den v letním období [kg].

Obdobně se stanoví spotřeba paliva v ostatních obdobích. Celková spotřeba paliva za rok je potom

$$S_{\text{celk.}} = S_{\text{leto}} + S_{\text{jaro-podzim}} + S_{\text{zima}} \quad (30)$$

kde

- S_{leto} spotřeba paliva v létě [kg],
- $S_{\text{jaro-podzim}}$ spotřeba paliva na jaře a na podzim [kg],
- S_{zima} spotřeba paliva v zimě [kg].

Množství vyrobené elektřiny v jednom dni určitého období se spočítá

$$W = \sum_{t=1}^{24} P_t \quad (31)$$

kde

- W denní množství vyrobené elektřiny v určitém období [kWh].

Celková vyrobená elektrická energie je v létě

$$W_{\text{leto.}} = W \times N_{\text{leto}} \quad (32)$$

kde

- W_{leto} množství vyrobené elektřiny v létě [kWh].

Celková výroba elektrické energie za rok je

$$W_{\text{celk.}} = W_{\text{leto}} + W_{\text{jaro-podzim}} + W_{\text{zima}} \quad (33)$$

kde

$W_{celk.}$	roční množství vyrobené elektřiny [kWh],
$W_{jaro-podzim}$	množství vyrobené elektřiny na jaře a na podzim [kWh],
W_{zima}	množství vyrobené elektřiny v zimě [kWh].

Celková roční měrná spotřeba paliva je

$$S_{celk.} = \frac{S_{celk.}}{W_{celk.}} \quad (34)$$

kde

$S_{celk.}$	měrná spotřeba paliva [kg/kWh],
$S_{celk.}$	celková roční spotřeba paliva [kg],

Ekonomické výpočty

Investice do zdroje obsahují investice do vlastních diesellových agregátů a jejich montáže, která byla odhadnuta na 5 % z ceny zařízení. Dále je třeba vystavět budovu o 41,1 m², cena za 1 m² výstavby je známa. Dále je nutné investovat do zásobníku paliva, jehož cena je kolem dvou třetin z ceny budovy. Zásoby paliva musí být v Tomské oblasti na 20 dnů.

Roční ekvivalentní náklady zahrnují stroje, budovu, zásobník včetně stálé zásoby paliva (pro větrnou elektrárnu provozní budova a zásobník není, pro výstavbu přípojky k elektrizační soustavě zahrnují vedení a stanice).

Cena strojního zařízení (diesellových agregátů) se zvýší o montáž, což znamená, že výdaje na pořízení zdroje jsou

$$C_{s.z.m.} = C_{c.z.} \times G \times \left(1 + \frac{k_m}{100}\right) \quad (35)$$

kde

$C_{s.z.m.}$	cena strojního zařízení včetně montáže [rub],
$C_{c.z.}$	cena strojního zařízení [rub],
G	počet agregátů,
k_m	koeficient ceny montáže [%].

Cena budovy se vypočítá

$$C_{\text{bud.cel.}} = c_{\text{bud.}} \times (F_{\text{bud.}} + F_{\text{kan.}}) \quad (36)$$

kde

$C_{\text{bud.cel.}}$	cena budovy celkem (strojovna a kancelář) [rub],
$c_{\text{bud.}}$	cena za 1 m ² budovy [rub/m ²],
$F_{\text{bud.}}$	plocha budovy [m ²],
$F_{\text{kan.}}$	plocha kanceláře [m ²].

Celkové investiční náklady činí

$$IN = C_{\text{s.z.m.}} + C_{\text{bud.cel.}} + C_{\text{zas.}} \quad (37)$$

kde

$C_{\text{s.z.m.}}$	cena strojního zařízení včetně montáže [rub],
$C_{\text{bud.cel.}}$	cena budovy celkem (strojovna a kancelář) [rub],
$C_{\text{zas.}}$	cena zásobníku paliva [rub].

Výdaje na zásoby paliva jsou

$$V_{\text{z. p.}} = M_{\text{zas}} \times c_{\text{paliva}} \quad (38)$$

kde

M_{zas}	pojistná zásoba paliva [kg],
c_{paliva}	cena paliva [rub/kg].

Poměrná anuita byla spočítána vzorcem

$$\alpha = \frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \times r} \quad (39)$$

kde	r	diskontní míra [-],
	n	doba životnosti [let].

Vážená cena kapitálu je spočítána vzorcem

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E}\right) \times r_D \times (1-d) + \left(\frac{E}{D+E}\right) \times r_E \quad (40)$$

kde

D	tržní hodnota cizího kapitálu,
E	tržní hodnota vlastního kapitálu,
r_D	cena cizího kapitálu,
r_E	cena vlastního kapitálu při dané úrovni zadluženosti,
d	sazba daně z příjmu.

Roční ekvivalentní náklady se obecně spočítají

$$REN_{IN} = \alpha \times IN \quad (41)$$

kde

REN_{IN}	roční ekvivalentní náklady [rub],
IN	investiční výdaje [rub].

Roční ekvivalentní náklady zásoby paliva jsou

$$REN_{z.pal.} = \left(V_{z.p.} - \frac{V_{z.p.}}{(1+r)^n}\right) \times \alpha \quad (42)$$

kde

$REN_{z.pal.}$	roční ekvivalentní náklady zásoby paliva,
$V_{z.p.}$	výdaje na pořízení zásoby paliva [rub],
n	doba životnosti.

Náklady na údržbu jsou

$$U = k_{udr} \times IN \quad (43)$$

kde

U	náklady na údržbu [rub],
k_{udr}	koeficient nakladu údržby.

Sociální výdaje V_{soc} se skládají z platů a s nimi souvisejících výdajů na zaměstnance.

Roční spotřeba paliva (popis vzorce viz (30) na str. 96) je

$$S_{\text{celk.}} = S_{\text{leto}} + S_{\text{jaro-podzim}} + S_{\text{zima}} \quad (44)$$

Výdaje celkem jsou

$$V_{\text{celk.}} = \text{REN}_{\text{IN}} + \text{REN}_{\text{z.pal}} + U + V_{\text{soc.}} + S_{\text{celk.}} \times C_{\text{paliva}} \quad (45)$$

kde

$V_{\text{celk.}}$ výdaje na výrobu elektřiny celkem [rub].

Roční měrné náklady na elektřinu činí

$$n_{\text{el.}} = \frac{V_{\text{celk.}}}{W_{\text{celk.}}} \quad (46)$$

kde

$n_{\text{el.}}$ měrné náklady na elektřinu [rubl/kWh],

$W_{\text{celk.}}$ roční množství vyrobené elektřiny [kWh], viz vzorec (33) na str. 96.

Připojení k elektrizační soustavě

Měrná cena vedení závisí nejen na výdajích na pořízení vedení, ale je ovlivněna i obtížností výstavby na ruském Severu

$$C_{\text{ved.celk.}} = k_{\text{z.m.}} \times k_{\text{z.s.}} \times C_{\text{ved.}} \quad (47)$$

kde

$C_{\text{ved.celk.}}$ celková měrná cena vedení [rub/km],

$k_{\text{z.m.}}$ koeficient zvyšující náklady v mokřadech,

$k_{\text{z.s.}}$ koeficient zvyšující náklady v oblastech Sibiře,

$C_{\text{ved.}}$ obvyklá měrná cena vedení na 1 km [rub/km].

Investiční výdaje na pořízení vedení jsou

$$\text{IN}_{\text{ved.}} = C_{\text{ved.celk.}} \times L \quad (48)$$

kde

$\text{IN}_{\text{ved.}}$ investiční výdaje na pořízení vedení [rub],

$C_{ved.celk.}$ celková měrná cena vedení [rub/km],
 L délka vedení [km].

Investiční výdaje na pořízení stanice jsou

$$IN_{st.} = k_{z.m.} \times k_{z.s.} \times C_{st.} \quad (49)$$

kde

$IN_{st.}$ investiční výdaje na pořízení stanice [rub],
 $C_{st.}$ cena pořízení stanice [rub].

Celkové investiční výdaje jsou

$$IN_{celk.} = IN_{ved.} + IN_{st.} \quad (50)$$

Roční ekvivalentní náklady vedení a stanice spočítám

$$REN_{celk.} = \alpha \times IN_{celk.} \quad (51)$$

kde

$REN_{celk.}$ celkové roční ekvivalentní náklady [rub],
 $IN_{celk.}$ celkové investiční výdaje [rub].

Nákup elektrické energie na začátku vedení se vypočítají

$$W_{el.e.} = \frac{W_{celk.}}{1 - k_z} \quad (52)$$

kde

$W_{el.e.}$ nákup elektrické energie [kWh],
 $W_{celk.}$ roční množství vyrobené elektřiny [kWh], viz vzorec (33) na str. 96,
 k_z koeficient ztrát.

Náklady na nákup elektřiny se vypočítají

$$N_{n.e.} = C_{tarif} \times W_{el.e.} \quad (53)$$

kde

$N_{n.e.}$ náklady na nákup energie [rub],
 C_{tarif} průměrný tarif [rub/kWh].

Celkové roční náklady při výstavbě přípojky k elektrizační soustavě jsou

$$N_{\text{celk.c.v.}} = V_{\text{soc.}} + N_{\text{n.e.}} + \text{REN}_{\text{celk.}} \quad (54)$$

kde

$N_{\text{celk.c.v.}}$	celkové roční náklady při výstavbě přípojky [rub],
V_{soc}	výdaje sociální [rub],
$N_{\text{n.e.}}$	náklady na nákup energie [rub],
$\text{REN}_{\text{celk.}}$	roční ekvivalentní náklady [rub].

Měrné náklady na elektřinu činí

$$n_{\text{el.}} = \frac{N_{\text{celk.c.v.}}}{W_{\text{celk.}}} \quad (55)$$

kde

$n_{\text{el.}}$	měrné náklady na elektřinu [rub/kWh],
$N_{\text{celk.c.v.}}$	celkové roční náklady při výstavbě přípojky [rub].

V této kapitole jsem navrhla a popsala metodiku hodnocení zásobování elektřinou odlehlých oblastí, v další kapitole budou provedeny výpočty pro obec Novonikolskoje.

8. Výpočty pro projekt zásobování elektřinou v obci Novonikolskoje

8.1. Vstupní data o situaci v obci Novonikolskoje

Pro ilustraci metodiky v předcházející kapitole jsem si zvolila výpočty různých variant zásobování obce Novonikolskoje elektřinou. V současnosti elektrárna Novonikolskoje se skládá ze dvou samostatných jednotek diesellových agregátů BP-250 s výkonem 250 kW (275 kW maximálně). Jedna jednotka je primární, druhá je záložní. Protože soubor elektrárny zahrnuje dvě jednotky, vypadne-li z různých důvodů jeden zdroj, pak druhý zdroj je okamžitě zapnut. Tak je dosažena kontinuita ve výrobě elektrické energie v obci.

Do výpočtu celkových nákladů a měrných nákladů byla zahrnuta cena budov a strojního vybavení, předpokládané nutné investiční náklady během doby životnosti, palivové náklady, náklady na údržbu a výdaje na zaměstnance. Diskontní míra byla stanovena jako WACC na 8 % což je obvyklá hodnota pro tyto výpočty používaná v Ruské federaci a doba životnosti zařízení na 10 let. Tyto výpočty se používají pro kontrolu tarifní hladiny Federální tarifní službou. Vstupní data jsou uvedeny v tabulkách č. 19, 20, 21,22.

V souladu s klimatickými podmínkami obce Novonikolskoje je navrženo používat buď samotnou VTE anebo v kombinaci s diesellovými agregáty.

Tab.19. Vstupní data pro výpočet dieselagregátu 250 kW

Jmenovitý výkon, kW/kVA	250/312,5
Maximální dočasný výkon, kW/kVA	275/343,7
Typ proudu	střídavý třífázový
Jmenovité napětí, V	400
Jmenovitá frekvence, Hz	50
Jmenovitý proud, A	450
Jmenovité otáčky motoru, min ⁻¹	1500
Spotřeba paliva při 100% zatížení, kg/kWh	0,2
Spotřeba paliva při 75% zatížení, kg/kWh	0,17
Spotřeba paliva při 50% zatížení, kg/kWh	0,12
Chlazení	Kapalinové
Měrná spotřeba oleje, % ze spotřeby paliva	0,2
Rozměry, mm délka x šířka x výška	2820 x1280 x 1800
Hmotnost bez náplní, kg	3 150
Doba provozu do generální opravy, hod.	10 000
Cena, tis.rublů	1881,0

Tab.20. Vstupní data pro výpočet dieselagregátu 50 kW

Jmenovitý výkon, kW/kVA	50/40
Maximální dočasný výkon, kW/kVA	46/61,7
Typ proudu	střídavý třífázový
Jmenovité napětí, V	380
Jmenovitá frekvence, Hz	50
Jmenovité otáčky motoru, min ⁻¹	1500
Spotřeba paliva při 100% zatížení, kg/kWh	0,2
Spotřeba paliva při 75% zatížení, kg/kWh	0,17
Spotřeba paliva při 50% zatížení, kg/kWh	0,12
Chlazení	Kapalinové
Měrná spotřeba oleje, % ze spotřeby paliva	0,2
Rozměry, mm délka x šířka x výška	2250 x950 x 1300
Hmotnost bez náplní, kg	1 100
Doba provozu do generální opravy, hod.	10 000
Cena, tis.rublů	432,0

Tab. 21. Vstupní data pro výpočet větrné elektrárny 50 kW

Jmenovitý výkon, kW	50
Maximální dočasný výkon, kW	55
Minimální rychlost větru, m/s	2.5
Jmenovitá rychlost větru, m/s	6
Rozsah rychlostí větru, m/s	3 až 20
Ochrana před silným větrem	automatická
Natáčení proti větru	automatické
Výška stožáru, m	18
Napětí generátoru, min-max (V)	170-420
Jmenovitá frekvence, Hz	50
Nepřekročitelná rychlost větru, m/s	35
Průměr větrného kola, m	12,5
Cena, tis.rublů	2500,0

Tab. 22. Rychlost větru v obci Novonikolskoje

m/s	Měsíc												Rok
A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0-1.1	22.7	22.3	20.5	17.1	10.4	14.5	24.7	22.3	17.6	13.5	12.2	22	18.4
2.2-3.4	30.6	29.5	29.4	28.4	28.4	29.2	32.4	23	32.7	29.6	28.4	30.9	27.1
4.5-5.6	29.8	29.9	31.4	33.3	37.4	35.8	30.4	29.6	32	36.1	34.3	31.6	34.9
6.7-7.9	13.2	13.2	14.2	15.5	17	15.1	10.6	10.8	12.4	14.9	17	13.2	13.9
9.0-10.1	4.6	4.7	5.3	6.4	7.2	5.9	3.8	4.3	5.2	5.6	6.8	4.1	5.3

Ze čtyř nám známých hodnot měrné spotřeby paliva v závislosti na zatížení jsem za pomoci statistické metody lineární regrese vypočítala spotřební charakteristiku, což je funkce dobře reprezentující spotřebu paliva v závislosti na zatížení.

Tuto funkci jsem následně použila při výpočtu denní spotřeby paliva v různých ročních obdobích (léto, zima, jaro a podzim).

Z tabulky rozdělení rychlostí větru pro jednotlivé měsíce (přesnost hodnot $\pm 10\%$) jsem při respektování chování VTE vypočítala předpokládaný výkon větrné elektrárny v jednotlivých ročních obdobích, zbytek odběrového diagramu zajišťují dieselaagregáty.

8.2. Určení spotřební charakteristiky

Body spotřební charakteristiky byly určeny podle technických údajů zařízení udávaných výrobcem, spotřeba naprázdno byla odhadnuta na 2,5 kg/h.

Tab. 23. Spotřeba paliva dieselaagregátu

Zatížení [%]	Výkon [kW]	Měrná spotřeba paliva [kg/kWh]	Spotřeba paliva [kg/h]
100	250	0,24	60
75	187,5	0,19	35,6
50	125	0,15	18,8
0	0		2,8

Jako regresní funkce byla zvolena kvadratická funkce, která se ukázala jako vyhovující jak přesností vyrovnání hodnot, tak svou jednoduchostí. Pro výpočet byl použit regresní model v programu Microsoft Excel, v tabulce č. 24 je jeho výstup.

Tab. 24. Výpočet parametrů spotřební charakteristiky

<i>Regresní statistika</i>					
Násobné R		0,999944093			
Hodnota spolehlivosti R		0,999888189			
Nastavená hodnota spolehlivosti R		0,999664567			
Chyba stř. hodnoty		0,448127417			
Pozorování		4			

ANOVA					
	<i>Rozdíl</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Významnost F</i>
Regrese	2	1795,84715	897,9236	4471,326	0,010574079
Rezidua	1	0,20081818	0,200818		
Celkem	3	1796,04797			

	<i>Koeficienty</i>	<i>Chyba stř. hodnoty</i>	<i>t stat</i>	<i>Hodnota P</i>	<i>Dolní 95%</i>
Hranice	2,842727273	0,44608582	6,372602	0,099091	-2,82533053
Soubor X 1	0,022298182	0,00816795	2,72996	0,223534	0,081485497
Soubor X 2	0,000823273	3,2356E-05	25,44454	0,025007	0,000412156

8.3. Varianta 1 – diesel 2 × 250 kW

Varianta 1 je referenční variantou pro všechny ostatní varianty.

Pro následující výpočty bude použita spotřební charakteristika podle vzorce (26) na straně 95 s parametry $m_t = 2.843 + 0,02230 P_t + 0,0008233 P_t^2$.

Výpočty spotřeby paliva byly provedeny podle vzorce (28). Příklad výpočtu denní spotřeby paliva v letním období pro hodinový diagram zatížení je uveden v tabulce č. 25, ostatní výpočty jsou uvedeny v příloze.

Tab.25. Výpočet denní spotřeby paliva v létě pro variantu 1

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]	
1	93	12.04	
2	86	10.85	
3	80	9.90	
4	76	9.29	
5	75	9.15	
6	81	10.05	
7	89	11.35	
8	91	11.69	
9	99	13.12	
10	102	13.68	
11	113	15.87	
12	130	19.65	
13	155	26.08	
14	150	24.71	
15	138	21.60	
16	131	19.89	
17	130	19.65	
18	133	20.37	
19	138	21.60	
20	136	21.10	
21	130	19.65	
22	119	17.15	
23	111	15.46	
24	99	13.12	
	Celkem	387.04	kg

Pro výpočty byl přijat zjednodušující předpoklad, že léto a zima má 90 dní, jaro a podzim dohromady 180 dní. Denní spotřeba se násobí patřičným počtem dní, aby se vypočítala spotřeba celého období, v tomto případě je spotřeba v létě 34,83 tun paliva. Podobně lze určit celkovou vyrobenou energii, například v létě se celkem vyrobí 1 329 390 kWh elektřiny.

Doba životnosti zařízení byla stanovena na 10 let. Plocha budovy činí 36,1 m², plocha kanceláře 5 m². Koeficient nákladů údržby byl odhadnut na 3 % z investic, cena zásobníku paliva C_{zas} činí podle údajů dodavatele zdroje 214 000 rublů. Výdaje na pracovní sílu V_{soc} činí 461 100 rublů, poměrná anuita byla spočítána vzorcem (39).

Výsledky ekonomických výpočtů, které byly spočítány podle vzorců (35) až (46), jsou uvedeny v tabulce č. 26.

Tab. 26. Výpočet nákladů na dodávku elektřiny pro variantu 1

Výkon	250	kW
Cena strojního zařízení		
zdroje	1 881 000	rub
Montáž zařízení - koeficient	5	%
Životnost	10	let
Cena budovy	9 300	rub/ m ²
Plocha budovy	36.1	m ²
Plocha kancelář	5	m ²
Zásoba paliva	83 642	kg
Cena zásobníku paliva	1 910 000	rub
Jmenovitý výkon	250	kW
Cena paliva bez dopravy	35	rub/kg
Koeficient nákladů na dopravu	20	%
Cena paliva s dopravou	42	rub/kg
Výdaje na pracovní sílu	2 106	rub/rok
Koeficient nákladů údržby	3	%
Diskontní míra	8	%
Poměrná anuita	0.149029	
Investiční výdaje		
Strojní zařízení	3 950 100	rub
Budova	382 230	rub
Zásobník paliva	1 910 000	rub
Celkem	6 242 330	rub
Výdaje na zásoby paliva	3 512 971	rub
Roční ekvivalentní náklady		
Stroje, budova, zásobník	930 291	rub
Zásoby paliva	281 038	rub
Údržba	187 270	rub
Sociální výdaje	2 106	rub
Spotřeba paliva	9 780 547	rub
	11 181	
Celkem	252	rub
	8.41	rub/kWh

Roční měrné náklady na elektřinu činí 8,41 rublů/kWh.

8.4. Varianta 2 – diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz

V této variantě jsou oba diesela agregáty provozovány paralelně, samozřejmě v situaci, kdy jsou oba provozuschopné. Přechodový výkon je 83,1 MW, ve většině hodin dojde tedy při paralelním provozu k úspoře paliva. Ostatní náklady zůstávají shodné.

Spotřeba paliva je tak při stejném celkovém zatížení nižší, v létě je 29,2 tun, což představuje úsporu kolem 16 % paliva. Celková roční spotřeba paliva se snížila z 232,9 tun na 168,0 tun.

Příklad výpočtu denní spotřeby paliva v letním období pro hodinový diagram zatížení je uveden v tabulce č. 27, ostatní výpočty jsou uvedeny v příloze.

Tab.27. Výpočet denní spotřeby paliva v létě pro variantu 2

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]	
1	93	11,31	
2	86	10,64	
3	80	9,89	
4	76	9,29	
5	75	9,14	
6	81	10,05	
7	89	10,93	
8	91	11,12	
9	99	11,92	
10	102	12,24	
11	113	13,46	
12	130	15,54	
13	155	19,03	
14	150	18,29	
15	138	16,60	
16	131	15,67	
17	130	15,54	
18	133	15,93	
19	138	16,60	
20	136	16,33	
21	130	15,54	
22	119	14,16	
23	111	13,23	
24	99	11,92	
	Celkem	324,44	kg

Výsledky ekonomických výpočtů, které byly spočítány podle vzorců (35) až (46), jsou uvedeny v tabulce č. 28.

Tab.28. Výpočet nákladů na dodávku elektřiny pro variantu 2

Výkon	250	kW
Cena strojního zařízení		
zdroje	1 881 000	rub
Montáž zařízení - koeficient	5	%
Životnost	10	let
Cena budovy	9 300	rub/m ²
Plocha budovy	36.1	m ²
Plocha kancelář	5	m ²
Zásoba paliva	83 642	kg
Cena zásobníku paliva	1 910 000	rub
Jmenovitý výkon	250	kW
Cena paliva bez dopravy	35	rub/kg
Koeficient nákladů na dopravu	20	%
Cena paliva s dopravou	42	rub/kg
		tis.
Výdaje na pracovní sílu	2 106	rub/rok
Koeficient nákladů údržby	3	%
Diskontní míra	8	%
Poměrná anuita	0.149029	
Investiční výdaje		
Strojní zařízení	3 950 100	rub
Budova	382 230	rub
Zásobník paliva	1 910 000	rub
Celkem	6 242 330	rub
Výdaje na zásoby paliva	3 512 971	rub
Roční ekvivalentní náklady		
Stroje, budova, zásobník	930 291	rub
Zásoby paliva	281 038	rub
Údržba	187270	rub
Sociální výdaje	2 106	rub
Spotřeba paliva	7 055 054	rub
Celkem	8455759	rub
	6.36	rub/Wh

Roční měrné náklady na elektřinu činí 6,36 rublů/kWh, což je méně než když je v provozu pouze jeden diesela agregát.

8.5. Varianta 3 - diesel 6 × 50 kW

V této variantě se používají agregáty o menším jednotkovém výkonu, z pohledu spolehlivosti není tedy potřeba mít vysoký celkový instalovaný výkon, ale stačí výkon 6 × 50 kW. Celkové investiční výdaje se snížily. Spotřeba paliva se počítá pro paralelní provoz agregátů, kdy se hledá minimum pro spotřební charakteristiky různého počtu zapojených agregátů. Celková spotřeba paliva je vzhledem k nižší energetické účinnosti menších jednotek vyšší, a tato varianta je méně efektivní než varianta 2 × 250 kW – paralelní provoz.

Jako regresní funkce byla zvolena kvadratická funkce, která se ukázala jako vyhovující jak přesností vyrovnání hodnot, tak svou jednoduchostí. Pro výpočet byl použit regresní model v programu Microsoft Excel, v tabulce č. 29 je jeho výstup.

Tab. 29. Výpočet parametrů spotřební charakteristiky pro variantu 3

<i>Regresní statistika</i>	
Násobné R	0,999967879
Hodnota spolehlivosti R	0,99993576
Nastavená hodnota spolehlivosti R	0,999807279
Chyba stř. hodnoty	0,066742381
Pozorování	4

ANOVA					
	<i>Rozdíl</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Významnost F</i>
Regrese	2	69,3372642	34,66863	7782,754	0,008015
Rezidua	1	0,004454545	0,004455		
Celkem	3	69,34171875			

	<i>Koeficienty</i>	<i>Chyba stř. hodnoty</i>	<i>t stat</i>	<i>Hodnota P</i>	<i>Dolní 95%</i>
Hranice	0,806363636	0,066438314	12,13703	0,052334	-0,03782
Soubor X 1	0,008945455	0,006082518	1,470683	0,380155	-0,06834
Soubor X 2	0,004290909	0,000120473	35,61722	0,017869	0,00276

Příklad výpočtu denní spotřeby paliva v letním období pro hodinový diagram zatížení je uveden v tabulce č. 30, ostatní výpočty jsou uvedeny v příloze.

Tab. 30. Výpočet denní spotřeby paliva v létě pro variantu 3

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]	
1	93	12,28	
2	86	11,14	
3	80	10,23	
4	76	9,66	
5	75	9,53	
6	81	10,38	
7	89	11,62	
8	91	11,95	
9	99	13,32	
10	102	13,87	
11	113	16,00	
12	130	19,69	
13	155	26,03	
14	150	24,68	
15	138	21,60	
16	131	19,93	
17	130	19,69	
18	133	20,40	
19	138	21,60	
20	136	21,12	
21	130	19,69	
22	119	17,24	
23	111	15,59	
24	99	13,32	
	Celkem	390,70	kg

Výsledky ekonomických výpočtů, které byly spočítány podle vzorců (35) až (46), jsou uvedeny v tabulce č. 31.

Tab. 31. Výpočet nákladů na dodávku elektřiny pro variantu 3

Výkon	50	kW
Cena strojního zařízení zdroje	432 000	rub
Montáž zařízení - koeficient	5	%
Životnost	10	let
Cena budovy	9 300	rub/m ²
Plocha budovy	63	m ²
Plocha kancelář	5	m ²
Zásoba paliva	83 540	kg
Cena zásobníku paliva	1 910 000	rub
Jmenovitý výkon	50	kW
Cena paliva bez dopravy	35	rub/kg
Koeficient nákladů na dopravu	20	%
Cena paliva s dopravou	42	rub/kg
Výdaje na pracovní sílu	2 106	rub/rok
Koeficient nákladů údržby	3	%
Diskontní míra	8	%
Poměrná anuita	0.149029	
Investiční výdaje		
Strojní zařízení	2 721 600	rub
Budova	632 400	rub
Zásobník paliva	1 910 000	rub
Celkem	5 264 000	rub
Výdaje na zásoby paliva	3 508 681	rub
Roční ekvivalentní náklady		
Stroje, budova, zásobník	784 491	rub
Zásoby paliva	280 695	rub
Údržba	157 920	rub
Sociální výdaje	2 106	rub
Spotřeba paliva	9 784 693	rub
Celkem	11 009 904	rub
	8.28	rub/kWh

Roční měrné náklady na elektřinu činí 8,28 rublů/kWh, což je více než ve variantě 2, ale méně než ve variantě 1.

8.6. Varianta 4 – diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW

V této variantě je kromě dvojice diesel agregátů postavena i větrná elektrárna (VTE) o výkonu 50 kW. Tato elektrárna pokryje část zatížení, i při maximálním výkonu VTE je provozován dieselagregát (nebo dieselagregáty) a stabilita celého systému je dobře zachována. Protože výkon dieselu je nižší, je nižší i celková spotřeba paliva.

Příklad výpočtu denní spotřeby paliva v letním období pro hodinový diagram zatížení je uveden v tabulce č. 32, ostatní výpočty jsou uvedeny v příloze. Celková roční spotřeba paliva se snížila ze 168 tun (předchozí optimální varianta) na 142 tun. Tato varianta je výhodnější než tři předchozí.

Tab. 32. Výpočet denní spotřeby paliva v létě pro variantu 4

Hodina	Výkon [kW]	Výkon DES	Spotřeba [kg]
1	93	73,6	8,94
2	86	66,6	7,98
3	80	60,6	7,22
4	76	56,6	6,74
5	75	55,6	6,63
6	81	61,6	7,34
7	89	69,6	8,38
8	91	71,6	8,66
9	99	79,6	9,83
10	102	82,6	10,30
11	113	93,6	11,38
12	130	110,6	13,19
13	155	135,6	16,28
14	150	130,6	15,62
15	138	118,6	14,12
16	131	111,6	13,30
17	130	110,6	13,19
18	133	113,6	13,53
19	138	118,6	14,12
20	136	116,6	13,88
21	130	110,6	13,19
22	119	99,6	11,99
23	111	91,6	11,18
24	99	79,6	9,83
		Celkem	266,91

kg

Doba životnosti zařízení diesellových agregátů byla stanovena na 10 let, doba životnosti zařízení VTE stanovena na 15 let. Koeficient nákladů údržby diesellových agregátů byl odhadnut na 3 % z investic, koeficient nákladů údržby VTE byl odhadnut na 1 % z investic. Výsledky ekonomických výpočtů, které byly spočítány podle vzorců (36) až (47), jsou uvedeny v tabulce č. 33.

Tab. 33. Výpočet nákladů na dodávku elektřiny pro variantu 4

Výkon	250	kW
Cena strojního zařízení zdroje	1 881 000	rub
Montáž zařízení - koeficient	5	%
Životnost	10	let
Cena budovy	9 300	rub/m ²
Plocha budovy	36,1	m ²
Plocha kancelář	5	m ²
Zásoba paliva	49 476	kg
Cena zásobníku paliva	1 146 000	rub
Jmenovitý výkon	250	kW
Cena paliva bez dopravy	35	rub/kg
Koeficient nákladů na dopravu	20	%
Cena paliva s dopravou	42	rub/kg
Výdaje na pracovní sílu	2 106	rub/rok
Koeficient nákladů údržby	3	%
Diskontní míra	8	%
Poměrná anuita	0,149029489	
Investiční výdaje		
Strojní zařízení	3 950 100	rub
Budova	382 230	rub
Zásobník paliva	1 146 000	rub
Celkem	5 478 330	rub
Výdaje na zásoby paliva	2 078 000	rub
Roční ekvivalentní náklady		
Stroje, budova, zásobník	816 433	rub
Zásoby paliva	166 240	rub
Údržba	164 350	rub
Sociální výdaje	2 106	rub

Spotřeba paliva	5 961 234	rub
Celkem diesel	7 110 362	rub
Výkon	50	kW
Cena strojního zařízení zdroje	2 500 000	rub
Montáž zařízení - koeficient	4	%
Životnost	15	let
Diskontní míra	5	%
Poměrná anuita	0,096342288	
Investiční výdaje		
Strojní zařízení	2 600 000	
Celkem	2 600 000	
Roční ekvivalentní náklady		
Stroje, budova, zásobník	250 489	
Výdaje na pracovní sílu	27 666	rub/rok
Koeficient nákladů údržby	1	%
Údržba	26 000	rub
Sociální výdaje	27 666	rub
Celkem VTE	304 156	rub
Celkem	7 414 518	rub
	5,58	rub/kWh

Roční měrné náklady na elektřinu činí 5,58 rublů/kWh, což je méně než ve všech předchozích variantách.

8.7. Varianta 5 - diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW

Vzhledem k tomu, že VTE překročí v letním období minimum odběru při instalaci 2 × 250 kW, v letním období musí být odebraný výkon omezen na 75 kW tak, aby byl v každé hodině provozu jeden DES, který zajistí regulaci napětí při kolísání větru, což sníží nepatrně průměrný výkon VTE v letním období.

Příklad výpočtu denní spotřeby paliva v letním období pro hodinový diagram zatížení je uveden v tabulce č. 34, ostatní výpočty jsou uvedeny v příloze.

Tab. 34. Výpočet denní spotřeby paliva v létě pro variantu 5

Hodina	Výkon [kW]	Výkon DES	Spotřeba [kg]
1	93	58,5	6,96
2	86	51,5	6,17
3	80	45,5	5,55
4	76	41,5	5,18
5	75	40,5	5,09
6	81	46,5	5,65
7	89	54,5	6,49
8	91	56,5	6,72
9	99	64,5	7,70
10	102	67,5	8,09
11	113	78,5	9,66
12	130	95,5	11,56
13	155	120,5	14,34
14	150	115,5	13,74
15	138	103,5	12,39
16	131	96,5	11,66
17	130	95,5	11,56
18	133	98,5	11,87
19	138	103,5	12,39
20	136	101,5	12,18
21	130	95,5	11,56
22	119	84,5	10,50
23	111	76,5	9,36
24	99	64,5	7,70
		Celkem	224,19

kg

V této variantě jsou oba dieselagregáty provozovány paralelně a obě VTE samozřejmě také v situaci, kdy jsou obě provozuschopné. Ve většině hodin dojde tedy při paralelním provozu k úspoře paliva. Celková roční spotřeba paliva se snížila ze 142 tun (varianta diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW) na 119 tun.

Výsledky ekonomických výpočtů, které byly spočítány podle vzorců (35) až (46), jsou uvedeny v tabulce č. 35.

Tab. 35. Výpočet nákladů na dodávku elektřiny pro variantu 5

Výkon	250	kW
Cena strojního zařízení zdroje	1 881 000	rub
Montáž zařízení - koeficient	5	%
Životnost	10	let
Cena budovy	9 300	rub/m ²
Plocha budovy	36,1	m ²
Plocha kancelář	5	m ²
Zásoba paliva	41 934	kg
Cena zásobníku paliva	955 000	rub
Jmenovitý výkon	250	kW
Cena paliva bez dopravy	35	rub/kg
Koeficient nákladů na dopravu	20	%
Cena paliva s dopravou	42	rub/kg
Výdaje na pracovní sílu	2 106	rub/rok
Koeficient nákladů údržby	3	%
Diskontní míra	8	%
Poměrná anuita	0,149029489	
Investiční výdaje		
Strojní zařízení	3 950 100	rub
Budova	382 230	rub
Zásobník paliva	955 000	rub
Celkem	5 287 330	rub
Výdaje na zásoby paliva	1 761 212	rub
Roční ekvivalentní náklady		
Stroje, budova, zásobník	787 968	rub
Zásoby paliva	140 897	rub
Údržba	158 620	rub
Sociální výdaje	2 106	rub
Spotřeba paliva	5 015 533	rub
Celkem diesel	6 105 124	rub
Výkon	50	kW
Cena strojního zařízení zdroje	2 500 000	rub
Montáž zařízení - koeficient	4	%
Životnost	15	let

Diskontní míra	5	%
Poměrná anuita	0,096342288	
Investiční výdaje		
Strojní zařízení	5 200 000	rub
Celkem	5 200 000	rub
Roční ekvivalentní náklady		
Stroje, budova, zásobník	500 980	rub
Výdaje na pracovní sílu	36 796	rub/rok
Koeficient nákladů údržby	1	%
Údržba	52 000	rub
Sociální výdaje	36 796	rub
Celkem VTE	589 776	rub
Celkem	6 694 900	rub
	5,04	rub/kWh

Roční měrné náklady na elektřinu činí 5,04 rublů/kWh, což je méně než v jiných variantách.

8.8. Varianta 6 - připojení k elektrizační soustavě

Poslední variantou je připojení k elektrizační soustavě. Je třeba postavit nové vedení vysokého napětí a stanici s transformátorem. Napětí je 10 kV nebo 35 kV. Tarifní cena činí 5,42 rublů/kWh, doba životnosti je delší a činí 30 let.

Obvyklá cena vedení je 134 731,5 rubl/km, obvyklá cena elektrické stanice nutné pro připojení obce podle statistiky činí 73 405, 8 rublů. Koeficient ztrát v síti činí obvykle 2 %.

Výsledky ekonomických výpočtů, které byly spočítány podle vzorců (47) až (55), jsou uvedeny v tabulce č. 36.

Tab. 36. Výpočet nákladů na dodávku elektřiny pro variantu 6

Zvyšující koeficienty		
Mokřady	1,5	
Sibiřská oblast	1,4	
Měrná cena vedení	282 936	rub/km
Délka vedení	46	km
Cena vedení	13 015 063	rub
Cena stanice	154 152	rub
Výdaje na pracovní sílu	461 100	rub/rok
Množství energie	1 329 390	kWh
Koef. ztrát	0,02	
Nákup energie	1 356 520	kWh
Tarifní cena	5,42	rub/kWh
Náklady na nákup	7 352 341	rub
Diskontní míra	5	%
Životnost	30	let
Poměrná anuita	0,065051435	
Roční ekvivalentní náklady		
Vedení	846 649	rub
Stanice	10 028	rub
Celkem	856 676	rub
Celkem ročně	8 670 117	rub
Měrné náklady	6,52	rub/kWh

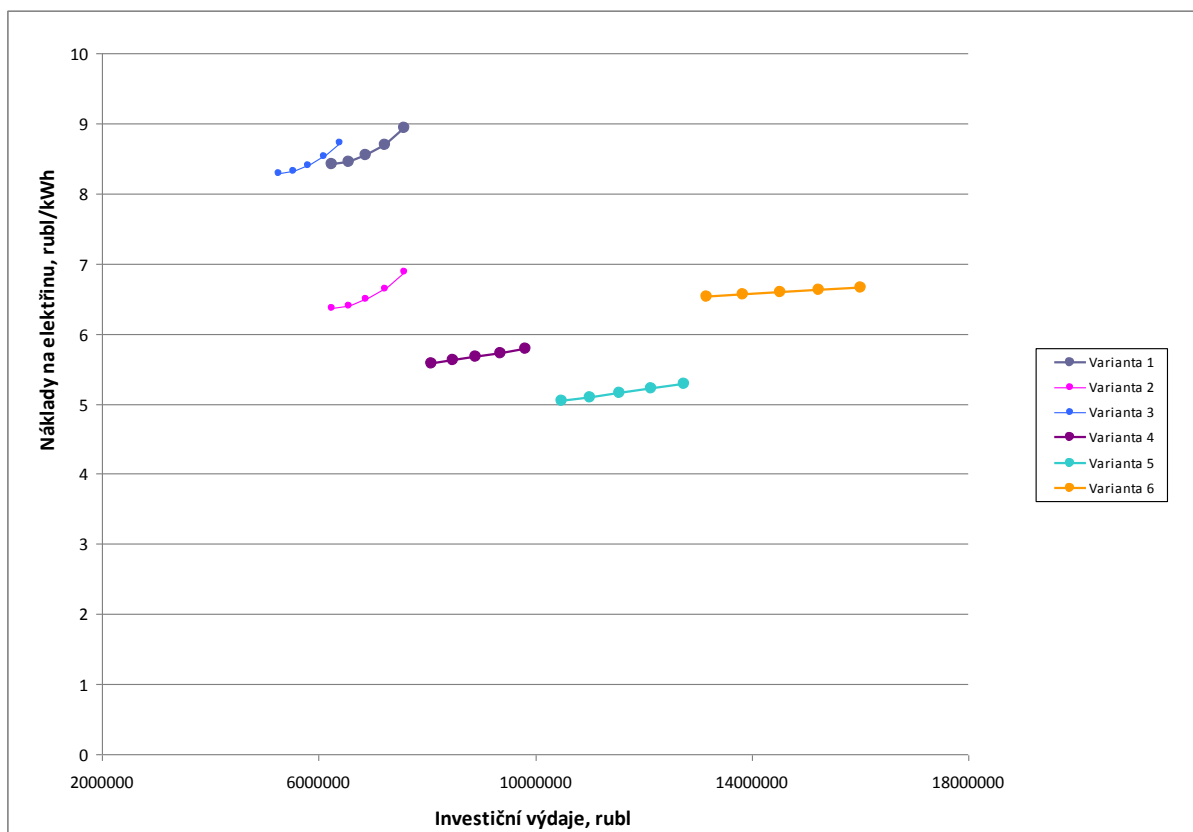
Roční měrné náklady na elektřinu činí 6,52 rublů/kWh, což je nejméně výhodná varianta zásobování obce.

8.9. Citlivostní analýzy

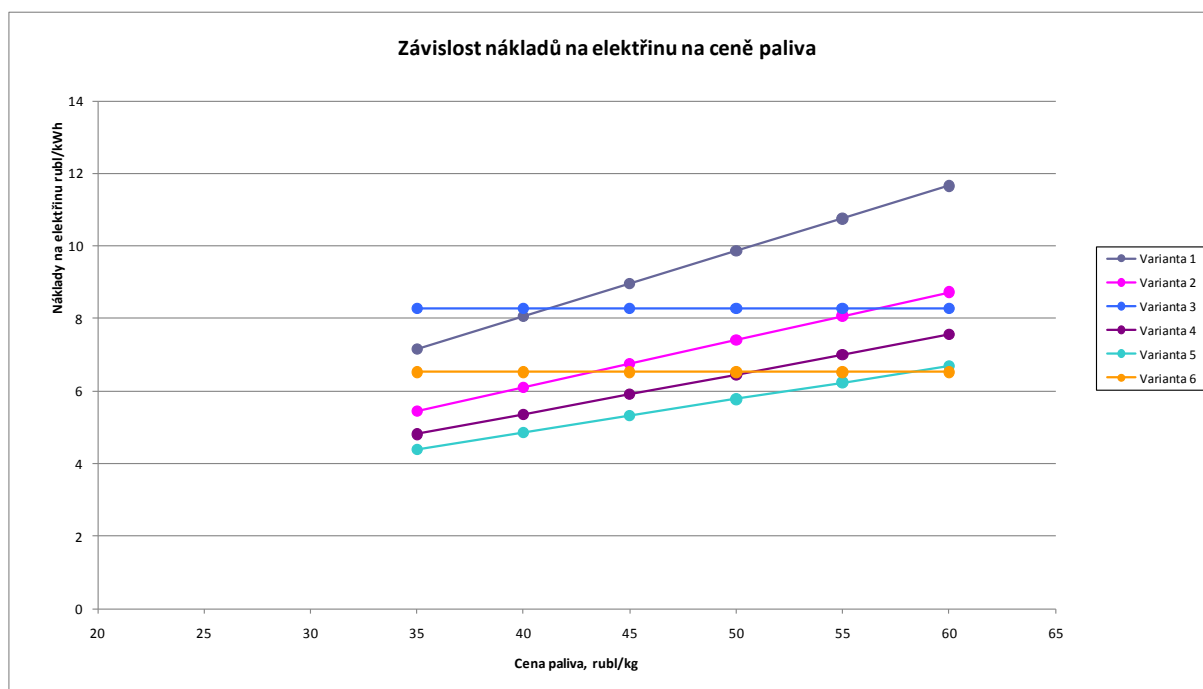
Na základě výpočtů byla provedena citlivostní analýza pro šest variant, popsaných v tabulce č.37.

Tab. 37. Popis variant zásobování elektřinou

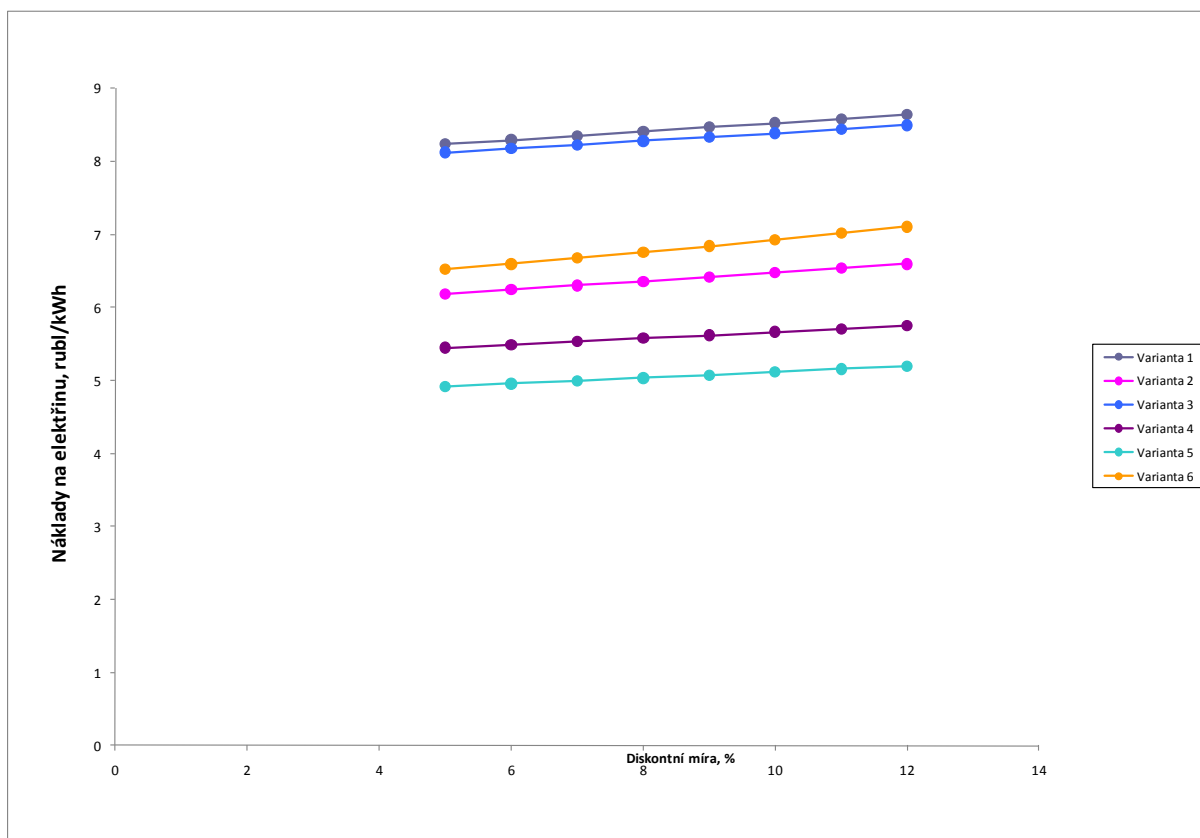
		Měrné náklady na elektřinu, rub/kWh	Pořadí
Varianta 1	Diesel 2 × 250 kW	8,41	6
Varianta 2	Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz	6,36	3
Varianta 3	Diesel 6 × 50 kW	8,28	5
Varianta 4	Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW	5,58	2
Varianta 5	Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW	5,04	1
Varianta 6	Připojení k centrální síti	6,52	4



Obr. 9. Závislost nákladů na elektřinu na investičních výdajích



Obr. 10. Závislost nákladů na elektřinu na ceně paliva



Obr. 11. Závislost nákladů na elektřinu na diskontní míře

Podle grafů citlivostní analýzy (obr. 8,9,10) je vidět, že Varianta 5 (Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW) je nejvýhodnější z pohledu nejnižších měrných nákladů na elektřinu při změně diskontní míry, ceny paliva i růstu investičních nákladů. Další v pořadí jsou varianty 4 (Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW), 2 a 6. V nejlepší variantě jsou ovšem vyšší investiční náklady. Pokud by investora limitoval objem dostupných investic, byly by po řadě vhodné varianty 4 a 2.

8. 10. Měrné náklady na elektřinu v různých variantách

Při srovnání současných a nových metod zásobování energií bylo zjištěno, že nejrentabilnější z možných způsobů dodávky elektřiny je varianta 5 - Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW (viz tabulka č. 38).

Tab.38. Měrné náklady na elektřinu v různých variantách

	Varianta	Měrné náklady na elektřinu, rub/kWh	Měrné dotace, rub/kWh	Celkové dotace, rub/rok	Ušetřeno, rub/rok
1	Diesel 2 × 250 kW	8,41	6,13	8 149 161	0
2	Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz	6,36	4,08	5 423 911	2 725 250
3	Diesel 6 × 50 kW	8,28	6	7 976 340	172 821
4	Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW	5,58	3,3	4 386 987	3 762 174
5	Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW	5,04	2,76	3 669 116	4 480 045
6	Připojení k centrální síti	6,52	4,24	5 636 614	2 512 547

Což znamená, že z ekonomického hlediska je nejlepší mít dva diesel agregáty s instalovaným výkonem 250 kW a dvě větrné elektrárny s instalovaným výkonem 50 kW. Tento závěr potvrzují i výsledky citlivostních analýz (viz str. 122).

Měrné dotace se spočítají jako rozdíl měrných nákladů a běžného tarifu pro obyvatelstvo připojenou k elektrizační soustavě (a to je 2,28 rublů/kWh). Tato výše dotací zajistí pro obyvatele v izolovaném systému shodné životní náklady, jako má většina obyvatelstva na území Ruské federace. Dotace bude vyplacena provozovateli zdrojů, v našem případě dvou větrných elektráren a dvou dieselových agregátů. Celková dotace činí 3,7 mil. rublů/rok.

8. 11. Srovnání cen elektřiny na Sibiři a ve světě

V izolovaných oblastech Aljašky jsou náklady na palivo 3 dolary za galon, v obci Novonikolskoje 1,1 dolaru za kg. Po přepočtu dolaru na rubly, galonů na litry a kilogramy je výsledná cena paliva na Aljašce od 14,3 rublů/kg do 30 rublů/kg což je o 5 rublů/kg méně ve srovnání s obcí Novonikolskoje. V roce 1990 dotace činila 0,29 USD/kWh, v obci Novonikolskoje 0,09 USD/kWh. Dnes platný tarif pro obyvatele je 0,308 USD/kWh, což je 9,897 rubl/kWh. V obci Novonikolskoje je 2,28 rublů/kWh, což je méně o 77 %. Celková dodávka elektřiny je 143 055 kWh, což je řádově méně než v obci Novonikolskoje (1,3 mil. kWh). Palivo do Allakaketu a Telidy se dopravuje letecky, do Rampartu a Kwigilolingoku vodní cestou, do Novonikolského nákladními auty [15].

Na Aljašce zatížení kolísá kolem 20 kW od minimálního zatížení k maximálnímu. V obci Novonikolskoje je variabilita zatížení podstatně větší kolem 90 kW denně. Největší zatížení na Aljašce je v prosinci – 37 kW. V obci Novonikolskoje je 226 kW. Relativně je změna zatížení menší na Sibiři, podíl minima k maximu je 0,58, zatímco na Aljašce je 0,46.

V simulaci je v článku použita diskontní sazba 4,5 %. Vzhledem k tržním podmínkám na Sibiři je použit diskont 8 %.

Dále porovnám technicko ekonomické vlastností diesellových agregátů v Kanadě a v Novonikolském, v následující tabulce je spotřební charakteristika vypočtená z údajů z článku [15] (tab.39).

Tab. 39. Spotřební charakteristika dieselagregátu [15]

Zatížení [%]	Výkon [kW]	Měrná spotřeba paliva [kg/kWh]	Spotřeba paliva [kg/h]
100	95	0.226	21.47
75	71.25	0.22	15.675
50	47.5	0.234	11.115

Údaje o spotřebě dieselagregátu v obci Novonikolskoje jsou v tabulce č. 40.

Tab. 40. Spotřební charakteristika dieselagregátu v obci Novonikolskoje

Zatížení [%]	Výkon [kW]	Měrná spotřeba paliva [kg/kWh]	Spotřeba paliva [kg/h]
100	250	0.24	60
75	187.5	0.19	35.625
50	125	0.15	18.75

Přímo není spotřeba obou agregátů srovnatelná, protože jejich jmenovité výkony jsou velmi rozdílné. Porovnatelné jsou tak pouze měrné spotřeby. Je velmi zajímavé, že při jmenovitém výkonu je kanadský agregát úspornější o asi 10 %, při ekonomickém výkonu 75 % jmenovitého výkonu je naopak úspornější o 10 % ruský agregát.

Tarif pro obyvatelstvo je v izolovaných oblastech Kanady kolem 0,06 CAD/kWh, pokud je spotřeba do 750 kWh/měsíc, nad tuto spotřebu je cena 0,40 CAD/kWh. V porovnání s obcí Novonikolskoje je cena menší o 0,32 CAD/kWh.

Závěr

Cílem disertační práce bylo vypracovat model ekonomického hodnocení projektů výstavby a obnovy zařízení pro výrobu elektřiny pro izolované spotřebitele. Vytvořený model a metodika hodnocení byla následně ověřena na případové studii na typickém severním regionu Ruské federace (obec Novonikolskoje).

Model, vypracovaný v disertační práci, je obecně použitelný pro optimalizaci rozvoje zásobování izolovaných spotřebitelů elektřinou s využitím obnovitelných zdrojů energie, a to v podmínkách severních regionů, kde místa spotřeby elektřiny nejsou připojena k elektrizační soustavě.

Vytvořená metodika také umožní optimalizovat energetický systém v jednotlivých izolovaných oblastech z hlediska kombinace klasických a obnovitelných zdrojů energie, a tím minimalizovat nejenom výdaje spotřebitelů elektřiny, ale i výdaje státního a místního rozpočtu.

Při zpracování disertační práce jsem:

1. vypracovala metodiku hodnocení efektivnosti decentralizovaného zásobování energií;
2. zpracovala postup pro nalezení struktury optimálního portfolia energetických zdrojů pro zásobování energií izolovaných spotřebitelů;
3. ověřila navržený model a metodiku na modelovém příkladu;
4. identifikovala vhodné druhy obnovitelných zdrojů energií v obci Novonikolskoje a vypočetla ekonomickou efektivnost výstavby jednotlivých energetických zařízení využívajících obnovitelné zdroje energií.

Věnovala jsem se zásobování energií v severních oblastech Ruska a určení potenciálu obnovitelných zdrojů energie v Tomské oblasti v kapitolách 1 a 3. Popsala jsem současný systém zásobování elektrickou energií v kapitole 4. Dále jsem vytvořila model pro optimalizaci provozu OZE společně s dieselovými agregáty. Teoretický model výpočtu minimální ceny je zpracován v kapitolách 7 a 8. Byl vypracován obecný postup obnovy a rozvoje decentralizovaných soustav, který byl ověřen na vybrané obci, a na základě provedené analýzy bylo zpracováno doporučení pro zlepšení regionálního programu. Byla zhodnocena efektivita způsobu pro podporu zásobování elektřinou v izolovaných soustavách.

Vyhodnocení hypotéz disertační práce

Hypotéza 1:

Současné systémy pro zásobování odlehlých a izolovaných oblastí elektrickou energií jsou ekonomicky neefektivní z hlediska způsobu, jak jsou přidělovány dotace jednotlivým izolovaným zdrojům.

Ověřování hypotézy 1:

Pro ověřování hypotézy č.1 jsem zkoumala aktuální stav zásobování elektřinou odlehlých oblastí. Dodávky elektřiny lze zajistit buď připojením k elektrizační soustavě, nebo decentralizovaným napájením. Možnost připojit se k přenosovým linkám je omezena technickými a ekonomickými důvody. Z technického pohledu je způsob připojení určen výkonem požadovaným spotřebiteli a vzdáleností místa spotřeby od elektrického vedení.

První možnost, připojení k elektrizační soustavě, je použitelná pouze na území s vysokou hustotou spotřeby. Druhou možností je zásobovat malá, odlehlá a řídko obydlená sídla vytvořením decentralizovaných systémů pro zásobování elektřinou. V současnosti se většina izolovaných zdrojů obvykle redukuje na taková technická řešení, kdy jsou nejčastějším zdrojem elektrické energie elektrárny s dieslovými agregáty. V těchto případech je zásobování vždy technicky realizovatelné, pokud je dostupné palivo.

Mezi hlavní problémy tohoto typu zdrojů patří:

1. špatný technický stav energetického zařízení;
2. závislost na dodávkách paliva často převáženého dlouhou přepravní trasou;
3. velké instalované výkony zůstávají nevyužité kvůli nerovnoměrnému rozložení spotřeby elektřiny v průběhu roku;
4. vysoké výrobní náklady elektřiny;
5. menší spolehlivost dodávky elektřiny;
6. nepřítomnost průmyslových zařízení ve většině izolovaných lokalit zapříčiňuje absenci průmyslových tarifů, existence průmyslových odběratelů by umožnila alokaci části stálých nákladů.

Měrné náklady na výrobu elektřiny jsou v izolovaných oblastech vyšší než tarif pro obyvatelstvo, což vyvolává vysoké nároky na rozpočtové dotace. Například měrné dotace v analyzované obci Novonikolskoje činí 6,13 rublů/kWh, celková dotace činí 8,1 mil. rublů/rok. Snížením dotací byla první hypotéza potvrzena.

Hypotéza 2:

Aplikace a implementace nové metodiky vede k nižším nákladům na elektřinu v těchto oblastech, a tím i k většímu rozvoji a samostatnosti těchto oblastí.

Ověřování hypotézy 2:

Pro ověřování hypotézy č. 2 jsem navrhla metodiku ekonomického hodnocení různých variant zásobování elektřinou v odlehlých oblastech. Metodika vede k volbě ekonomicky optimální varianty, která klade nejnižší nároky na výdaje veřejných rozpočtů. Shodnou metodiku lze použít i pro další obdobné případy zásobování odlehlých obcí elektřinou.

Tento problém autorka řešila celkovým srovnáním současných a nových způsobů zásobování energií, kdy zdroje využívají obnovitelné zdroje energie v kombinaci s klasickými způsoby zásobování elektřinou.

Metodika stanovení ekonomické efektivity použití obnovitelných zdrojů energií byla ověřena na modelovém regionu. Porovnála jsem ekonomické charakteristiky elektráren využívajících obnovitelné zdroje s tradičním způsobem zásobování energií (z diesellových agregátů). To znamená, že určitý obnovitelný zdroj energií je ekonomicky efektivní tehdy, pokud měrné náklady na elektřinu jsou nižší než měrné náklady na elektřinu při použití diesellových agregátů, které jsou definovány jako referenční porovnávací varianta.

Zásobování obce Novonikolskoje podle nové metodiky vede k nižším nákladům na dodávku elektrické energie, a tedy k nižším nárokům na veřejné zdroje, ze kterých je dodávka obyvatelstvu dotována. Snížením měrných nákladů na elektřinu a snížením spotřeby motorové nafty byla druhá hypotéza potvrzena.

Konstatování k rozvoji disciplíny

V dalším výzkumu je potřeba se zabývat hodnocením projektů na celém ruském Severu, dále výstavbou zdrojů a sítí, modelováním daného problému, zpracováním případových studií pro zásobování izolovaných spotřebitelů elektřinou.

Další zdokonalení mnou zpracované metodiky může spočívat:

1. v zahrnutí nových energetických zdrojů a technologií do výpočtů, a to zvláště dalších obnovitelných zdrojů energie (například geotermální energie);
2. v ověření výhodného použití prvků inteligentních sítí a inteligentních spotřebičů do izolovaných obcí a v nalezení optimální konfigurace z technického a ekonomického hlediska (jedná se o paralelu zavádění smart-grids do EU),

3. otázkou zůstává optimalizace řízení provozu izolovaných soustav, v kterých jsou instalované ve větší míře OZE. V budoucnosti lze očekávat vzájemnou komunikaci a kooperaci odlehlých regionů, například při vytvoření lokálních informačních systémů pro sledování aktuálních povětrnostních podmínek, například rychlosti větru, a sdílení těchto informací.
4. plánování připojování k elektrizační soustavě a rozvoje propojování izolovaných zdrojů do celých podsystemů a množin podle jednotných kritérií, respektujících celosystémový pohled na zásobování elektřinou v celé Tomské oblasti.

Dále je možné optimalizovat systémy dopravy paliva v celém regionu tak, aby byly minimalizovány palivové náklady energetických zdrojů. V neposlední řadě by bylo možné provést optimalizaci zdrojů z pohledu celého regionu a najít tak případné úspory nákladů. Tyto úspory je možné najít v úspornějších spotřebičích, lepší tepelné izolaci budov, což povede k vyšší interní dynamice systému.

Seznam literatury

1. ИВАНОВА, И.Ю., ТУГУЗОВА, Т.Ф., ПОПОВ, С.П., ПЕТРОВ, Н.А. *Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития*. Новосибирск: Наука, 2002. 188 с.
2. НОГОВИЦЫН, Д.Д. *Водные ресурсы Якутской АССР и их использование*. Якутск: ЯГУ, 1985. 124 с.
3. НОГОВИЦЫН, Д.Д. Проблемы и возможности использования природных, возобновляемых источников энергии на северных территориях. *Энергетика России в XXI веке: проблемы и научные основы устойчивого и безопасного развития*. Сб. докл. Всерос. конф. 14-17 сентября 2000 г., Иркутск, Россия. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001. С. 387-391.
4. КОЛОБОВ, Ю.И., ЧАЙКА, Л.В. *Малая энергетика в системе энергоснабжения Республики Коми*. Сыктывкар: Спектр, 2000. 140 с.
5. *Топливо-энергетический комплекс Европейского Северо-Востока: методы исследования, эффективность, направления развития*. Екатеринбург: УрО РАН, 2002. 323 с.
6. ЧАЙКА, Л.В. Новая региональная энергетическая политика. *Методические основы планирования и направления развития систем локального энергоснабжения сельских потребителей*, 1997, сс. 146-154.
7. БЕЗРУКИХ, П.П. *Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России*. Санкт-Петербург: Наука, 2002. 314 с.
8. БЕЗРУКИХ, П.П. Зачем России возобновляемые источники энергии? *Энергия*, 2002, № 1. Сс. 2-9.
9. БЕЗРУКИХ, П.П. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. *Топливо-энергетический комплекс*, 2002, № 2, сс. 53-56.
10. БЕЗРУКИХ, П.П. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в России. *Энергетическая политика*, 2004, № 1, сс. 3-19.
11. БЕЗРУКИХ, П.П., СОКОЛОВСКИЙ, А.К. Гибридные системы гарантированного электроснабжения автономных потребителей. *Топливо-энергетический комплекс*, 2003, № 2, сс. 99-103.
12. БЕЗРУКИХ, П.П., ЦЕРЕРИН, Ю.А. *Нетрадиционная энергетика*. Прил. к науч.-техн. журн. *Экономика топливо-энергетического комплекса России*. Москва: ВНИИОЭНГ, 1993. 63 с.
13. МАМЕДОВ, Д.А., УВАРОВ, В.А. *Региональный потенциал нетрадиционной*

- энергетики. Хабаровск: Крайкомгосстат, 2005. 168 с.
14. МАЛИНИН, Н.К. *Теоретические основы гидроэнергетики*. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 312 с.
 15. DURAND, J., BOWER, W., CHAPMAN, R., SMITH, G. *The Alaska energy authority PV-diesel hybrid assessment and design program*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 3, No. 1, March 1988.
 16. MIRAZIMI, S. J., FATHI, M. *Analysis of hybrid wind/fuel cell/battery/diesel energy system under Alaska condition*. The 8th electrical engineering, electronics, computer, telecommunications and information technology (ECTI). Association of Thailand conference, 2011.
 17. RANJITKAR, G., HUANG, J., TUNG, T. *Application of micro-hydropower technology for remote regions*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 5, No. 2, 2006.
 18. PELLAD, S., TURCOTTE, D. *Nemiah valley photovoltaic-diesel mini-grid: system performance and fuel saving based on one year of monitored data*. IEEE Transaction on Sustainable Energy , Vol. 3, No. 1, January 2012.
 19. BARBOSA, O., PINHO, J., GALHARDO, M., CRUZ, D., ARAUJO, R. *The experiences with the application of the first electricity pre-payment system in Brazil installed at an isolated community in the Amazon region*. IEEE/PES Transmission & distribution conference & exposition. Association of Latin America conference, 2004.
 20. JAIN, A., KUSHARE, B. *Techno-economics of solar wind hybrid system in Indian context: a case study*. IET-UK International conference on information and communication technology in electrical sciences. December 20-December 22, 2007, India. pp. 39-44.
 21. WEIXIANG, S. *Design of standalone photovoltaic system at minimum cost in Malaysia*. IEEE Transaction on Sustainable Energy , Vol. 2, No. 1, January 2008.
 22. ЗУБАРЕВ, В.Б., МИНИН, В.А., СТЕПАНОВ, И.Р. *Использование энергии ветра в районах Севера*. Ленинград: Наука, 1989. 207 с.
 23. ВИССАРИОНОВ, В.И., ВОЛШАНИК, В.В., ЗОЛОТОВ, Л.А., КРИВЕНКОВА, С.В., МАЛИНИН, Н.К., МОНАХОВ, Б.Е. *Использование волновой энергии*. Москва: Изд. МЭИ, 2002. 144 с.
 24. МАРЧЕНКО, О.В., СОЛОМИН, С.В. Вероятностный анализ экономической эффективности ветроэнергетических установок. *Известия РАН: Энергетика*, 1997, № 3, Сс. 52-60.
 25. ТВАЙДЕЛ, Д. *Возобновляемые источники энергии*. Москва: Мир, 1990, 189 с.

26. ДВОРОВ, И.М. *Геотермальная энергетика*. - Новосибирск: Наука, 1976. 192 с.
27. НАКОРЯКОВ, В.Е. О проекте реструктуризации российской энергетики. *Энергия: экономика, техника, экология*, 2003, № 6, Сс. 28-34.
28. ВОРОПАЙ, Н.И. Малая энергетика в рыночной среде: анализ требований и условий развития. *Топливо-энергетический комплекс*, 2003, № 2, С. 97-98.
29. ЛИТВАК, В.В., СИЛИЧ, В.А., ЯВОРСКИЙ, М.И. *Региональный вектор энергосбережения*. Томск: СИТ, 1999. 320 с.
30. ЛИТВАК, В.В., ЛУКУТИН, Б.В., ЯВОРСКИЙ, М.И. *Энергетическая география Томской области*. Томск: Дельтаплан, 2005. 80 с.
31. САНЕЕВ, Б.Г., СОКОЛОВ, А.Д., АГАФОНОВ, Г.В. *Методы и модели разработки региональных энергетических программ*. Новосибирск: Наука, 2003. 140 с.
32. МУРУГОВ, В.П. Зарубежные национальные программы использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. *Энергетическое строительство*, 1993, № 12, Сс. 24-29.
33. Optimizing clean power everywhere [online]. Homer Energy. Dostupné z <http://www.homerenergy.com/>
34. RetScreen international [online]. RetScreen [vid. 04.06.2012]. Dostupné z <http://www.retscreen.net>
35. НИКОЛАЕВ, В.Г. *Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития ветроэнергетики в России*. Москва: автомограф, 2011. 504с.
36. СУРКОВ, М.А., ПУПАСОВ-МАКСИМОВ, А.М., ЧЕРНОВ, Д.Е. Экспериментальный программный комплекс для оценки комбинированного использования ВИЭ. *Материалы 5 Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования»*. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. сс. 82-84.
37. СУРКОВ, М.А., ПУПАСОВ-МАКСИМОВ, А.М., ЧЕРНОВ Д.Е. Разработка и применение экспериментального программного комплекса для оценки комбинированного использования ВИЭ. *Науковедение*, 2012, № 2, сс. 1-11.
38. ДАМИНОВ, А.З., КАРАЕВА, Ю.В. Экономо-математическая модель системы энергообеспечения населенных пунктов. *Альтернативная энергетика и экология*, 2008, № 8, сс. 128-132.

39. БАУТИН, С.М., ПОДКОРЫТОВ, Б.И., ИВАНОВА, И.Ю. Методологические основы оптимизаций энергоснабжения централизованных и рассредоточенных потребителей зоны Севера. *Энергоснабжение в районах Крайнего Севера. Мат-лы 2-го Всесоюз. науч.-техн. совещания по проблемам энергетики Крайнего Севера.* Апатиты, 1987. сс. 76-87.
40. *Оценка рациональных масштабов использования нетрадиционных источников энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей Иркутской области* Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1993. 115 с.
41. ИВАНОВА, И.Ю., ТУГУЗОВА, Т.Ф. *Оценка экономической эффективности энергоснабжения потребителей труднодоступных районов Иркутской области на базе нетрадиционных источников.* Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. 85 с.
42. САНЕЕВ, Б.Г., КЛЕР, А.М. и др. Направления и проблемы совершенствования энергетики Магаданской области в условиях рыночной экономики. *Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления.* Новосибирск: Наука, СИФ РАН, 1996. Сс. 229-238.
43. МЕРЕНКОВ, А.П. *Топливо-энергетический комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее.* Новосибирск: Наука, СИФ РАН, 1999, 312 С. ISBN 5-02-031436-6.
44. КОСОВ, В.В., ЛИВШИЦ, В.Н., ШАХНАЗОВ, А.Г. *Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция).* Москва: М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике, ОАО "НПО "Изд-во "Экономика", 2000. 421 с.
45. СЛАВИН, С.В. *Освоение Севера Советского Союза.* Москва: Наука, 1982. 207с.
46. ИГНАТОВ, А.И. *Проведение исследования и выполнение энергоэкономического районирования территории Севера, необходимого для разработки основных направлений развития энергетического хозяйства этого макрорегиона.* Москва: Энергосетьпроект, 1981.63с.
47. Регионы России: статистический сборник: в 2 т. Москва: Роскомстат России, 1999. Т. 2.,861с.
48. САНЕЕВ, Б.Г., ИВАНОВА, И.Ю., ТУГУЗОВА, Т.Ф. *Энергетика Севера: современное состояние и перспективы развития.* Иркутск: СЭИ СО РАН, 1997. 51с.
49. САНЕЕВ, Б.Г. *Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки.* Новосибирск: Наука, 1995. s.246

50. *Развитие энергетики заполярного Севера Российской Федерации (районы заполярья Восточной Сибири и Дальнего Востока без Саха-Якутии)*. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994. 305с.
51. ЛУЗИН, Г.П., ПОЗДНЯКОВ, А.М., СТАРОВОЙТОВ, С.Н. *Развитие производительных сил Севера СССР*. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1991. 232с.
52. БОРИСОВ, Е.А., УВАРОВ, В.А. *Северо-Восток России: региональная экономика и управление*. Хабаровск: ДВАГС, 2005. 787с.
53. САНЕЕВ, Б.Г., ИВАНОВА, И.Ю., ТУГУЗОВА, Т.Ф. Проблемы энергетики Севера и пути их решения. *Энергетическая политика*, 2000, № 4, ss.54-61. ISSN 0235-7968.
54. БАШМАКОВ, И.А. *Региональная политика повышения энергетической эффективности: от проблем к решениям*. Москва: ЦЭНЭФ, 1996. 192с.
55. МЯКИ, А.Э. Истинные причины проблем отопления в северных регионах. *Топливо-энергетический комплекс*, 2003, № 2, ss. 95-98.
56. *Федеральная программа "Энергообеспечение районов Крайнего Севера и приравненных к ним территорий, а также мест проживания коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока за счет использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии и местных видов топлива"*. Москва, 1996. 27 с.
57. СУРЖИКОВА, О.А. Мировой электроэнергетический сектор: состояние и перспективы. *Известия ВУЗов. Проблемы энергетики*, 2008, № 9-10, ss.80-83. ISSN 1998-9903.
58. *Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России*. Москва: Мин-во топлива и энергетики РФ, 1994. 121 с.
59. *Материалы к концепции государственной стратегии развития Сибири* Новосибирск: Сибирского отделения РАН, 2000. 71 с.
60. ДЖАВЕТСКИ, Д. Перспективы галиоэнергетики. *Электроника*, 1979, №15, ss.25-51.
61. НАМАКАВА, М. Solar photovoltaics – hrogress and its new role. *Optoelectronics-Dev.and.Tech.*, 1990, Vol.5, No. 2, pp.113-125.
62. *Климатологический справочник СССР по Томской, Новосибирской, Кемеровской областям и Алтайскому краю*. Красноярск, 1964. Вып. 20. 342 с.

63. ЛУКУТИН, Б.В. *Кадастр возможностей*. Томск: Изд-во НТЛ, 2002. 280 с.
64. *Научно-практический справочник по климату. Сер. 3: Многолетние данные. Вып. 20. Ч. 1–6. Томская, Новосибирская, Кемеровская области, Алтайский край*. СПб: Гидрометеиздат, 1993. 717 с.
65. *Климатологический справочник СССР по Томской, Новосибирской, Кемеровской областям и Алтайскому краю*. Красноярск, 1964. Вып. 20. 342 с.
66. *Справочник по климату СССР. Вып. 20. Ч. 3. Ветер*. Л.: Гидрометеиздат, 1966. 576 с.
67. ВИССАРИОНОВ, В.И., КУЗНИЦОВА, В.А. *Расчет ресурсов ветровой энергетики*. Москва: Изд-во МЭИ, 1997. 32с. ISBN 5-7046-0237-1
68. ИНИШЕВА, Л.И., АРХИПОВ, В.С., МАСЛОВ, С.Г. *Торфяные ресурсы Томской области и их использование*. Новосибирск: СОРАСХН, 1995. 88 с.
69. БОГАТЫРЕВ, Л.Л., БУШУЕВ, В.В., КУКЛИН, А.А., МЫЗИН, А.Л., ТАТАРКИН, А.И. *Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов Российской Федерации*. Екатеринбург: Изд. Урал. ун-та, 1998. 288с. ISBN 5-7525-0623-9.
70. ГАВРИЛИН, А.И., КАРАУШ, С.А. *Нормативно-правовая база энергообеспечения и энергосбережения в Томской области 1997 - 2001гг. Сборник документов*. Томск: ЦНТИ, 2001. 216с.
71. БЕЛОУСОВА, Т. *Россия в меняющемся мире*. Москва: Институт экономического анализа, 1997. 671с.
72. ГАВРИЛИН, А.И., КОСЯКОВ, С.А. *Азбука энергосбережения*. Томск: ТПУ, 1999. 96 с.
73. ГАВРИЛИН, А.И., КОСЯКОВ, С.А., ЛИТВАК, В.В. *Введение в энергосбережение*. Томск: Курсив плюс, 2000. 219 с.
74. САНЕЕВ, Б.Г. *Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки*. Новосибирск: Наука, 1995. 246 с.
75. *Методика формирования региональных энергетических программ*. Москва: 2000.100 с.
76. HUNT, V.D. *Solar Energy dictionary*. New York: Industrial Press Inc., 1982. 5s.
77. ROBERTSON, G. A typical day in the life of planet earth. *Sun World*, 1992, Vol.16, No 3, pp.9-11.

78. WOOD, M., FULOP, L. Environment and development: Why energy matters. *Sun World*, 1992, Vol.16, No 2, pp. 24-25.
79. СТРЕБКОВ, Д.С. Сельскохозяйственные энергетические системы и экология *Альтернативные источники энергии: эффективность и управление*, 1990, No 1, pp.39-40.
80. *Солнечная энергетика и солнечные батареи* [online]. ТТ-Solar [vid. 18.07.2011]. Dostupné z <http://solar-battery.narod.ru/>
81. НОНМЕЙЕР, О. *Social Cost of Energy Consumption*. New York: Springer-Verlag, 1988. 168p.
82. *Постановление от 26 Октября 2011 г. N 866* [online]. Консультант Плюс [vid.26.10.2011].Dostupné z <http://www.mnogozakonov.ru/catalog/date/2011/10/26/72615/>
83. *Приказ Федеральной службы по тарифам от 06 октября 2011 г. № 240-э/5 (зарегистрировано Минюстом России 12 октября 2011г., рег. № 22029)* [online]. Федеральная Служба по тарифам [vid. 12.10.2011]. Dostupné z <http://www.fstrf.ru/docs/electro/226>.
84. *Приказ №–73/693 “О тарифах на электрическую энергию для населения и потребителей, приравненных к категории население по Томской области (с изм.от 23.01.2012 №2/38)”* [online]. Департамент тарифного регулирования и государственного заказа Томской области [vid. 22.12.2011]. Dostupné z <http://rec.tomsk.gov.ru/document/docto/14149.html>
85. *Тарифы, правовые документы, справки* [online]. Народная Служба Тарифов [vid. 21.04.2011]. Dostupné z <http://newtariffs.ru/>

Příloha 1

Výpočet denní spotřeby paliva na jaře-podzim pro variantu 1 – „Diesel 2 × 250 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]
1	139	21,84863
2	134	20,61337
3	125	18,49364
4	121	17,59434
5	120	17,37364
6	124	18,26634
7	131	19,89197
8	139	21,84863
9	145	23,38527
10	164	28,64237
11	190	36,79953
12	190	36,79953
13	183	34,49387
14	165	28,93553
15	161	27,77279
16	164	28,64237
17	173	31,34004
18	180	33,53044
19	184	34,81831
20	181	33,84994
21	184	34,81831
22	173	31,34004
23	161	27,77279
24	142	22,60954
	Celkem	651,4812

Příloha 2

Výpočet denní spotřeby paliva v zimě pro variantu 1 – „Diesel 2 × 250 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]
1	160	27,48622
2	158	26,91802
3	146	23,64714
4	138	21,59828
5	135	20,85713
6	132	20,13079
7	148	24,17582
8	170	30,426
9	198	39,53335
10	211	44,20057
11	225	49,538
12	226	49,93159
13	223	48,75575
14	202	40,93978
15	202	40,93978
16	206	42,37255
17	218	46,82894
18	226	49,93159
19	227	50,32683
20	224	49,14605
21	212	44,57111
22	198	39,53335
23	188	36,13254
24	167	29,52678
	Celkem	897,448

Příloha 3

Výpočet denní spotřeby paliva na jaře-podzim pro variantu 2 – „Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz“

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]
1	139	16,73813
2	134	16,06475
3	125	14,90455
4	121	14,4103
5	120	14,2888
6	124	14,77975
7	131	15,67061
8	139	16,73813
9	145	17,57335
10	164	20,41373
11	190	24,78218
12	190	24,78218
13	183	23,55131
14	165	20,57145
15	161	19,94549
16	164	20,41373
17	173	21,8629
18	180	23,03615
19	184	23,72468
20	181	23,20704
21	184	23,72468
22	173	21,8629
23	161	19,94549
24	142	17,15203
	Celkem	470,1443

Příloha 4

Výpočet denní spotřeby paliva v zimě pro variantu 2 – „Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz“

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]
1	160	19,79105
2	158	19,48466
3	146	17,71543
4	138	16,60181
5	135	16,19778
6	132	15,80117
7	148	18,00207
8	170	21,37244
9	198	26,23829
10	211	28,71683
11	225	31,54164
12	226	31,74958
13	223	31,12821
14	202	26,9861
15	202	26,9861
16	206	27,74708
17	218	30,10906
18	226	31,74958
19	227	31,95835
20	224	31,33451
21	212	28,91325
22	198	26,23829
23	188	24,42639
24	167	20,88938
	Celkem	601,679

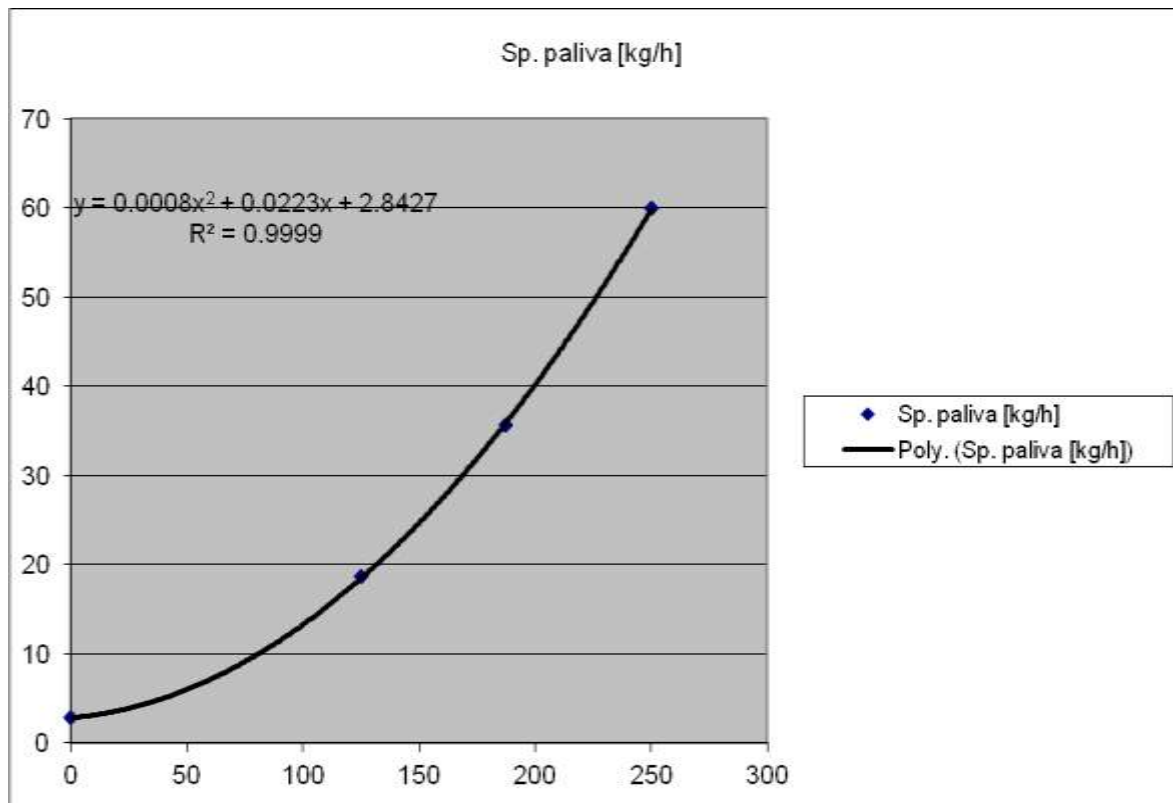
Příloha 5

Spotřeba paliva v závislosti na zatížení (spotřební charakteristika) - „Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz“

Zatížení [%]	Výkon [kW]	Měrná spotřeba paliva [kg/kWh]	Spotřeba paliva [kg/h]
100	50	0,24	12
75	37,5	0,19	7,125
50	25	0,15	3,75
0	0		0,8

Parametry spotřební charakteristiky

konstanta [kg/h]	0,8063636
lineární [kg/kWh]	0,0089455
kvadratický [kg/kW ² h]	0,0042909
Přechodový výkon [MW]	19,386786



Příloha 6

Výpočet denní spotřeby paliva na jaře-podzim pro variantu 3 – „Diesel 6 × 50 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]
1	139	21,85617
2	134	20,64002
3	125	18,55909
4	121	17,67886
5	120	17,46309
6	124	18,33646
7	131	19,93093
8	139	21,85617
9	145	23,37218
10	164	28,58053
11	190	36,71182
12	190	36,71182
13	183	34,40849
14	165	28,87182
15	161	27,71697
16	164	28,58053
17	173	31,26391
18	180	33,44709
19	184	34,73239
20	181	33,76584
21	184	34,73239
22	173	31,26391
23	161	27,71697
24	142	22,60645
	Celkem	650,8039

Příloha 7

Výpočet denní spotřeby paliva v zimě pro variantu 3 – „Diesel 6 × 50 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Spotřeba [kg]
1	160	27,43255
2	158	26,86885
3	146	23,63086
4	138	21,60951
5	135	20,87982
6	132	20,16558
7	148	24,15336
8	170	30,354
9	198	39,44718
10	211	44,12642
11	225	49,49
12	226	49,88599
13	223	48,70318
14	202	40,85605
15	202	40,85605
16	206	42,29239
17	218	46,76616
18	226	49,88599
19	227	50,28369
20	224	49,09573
21	212	44,49838
22	198	39,44718
23	188	36,04514
24	167	29,45954
	Celkem	896,2336

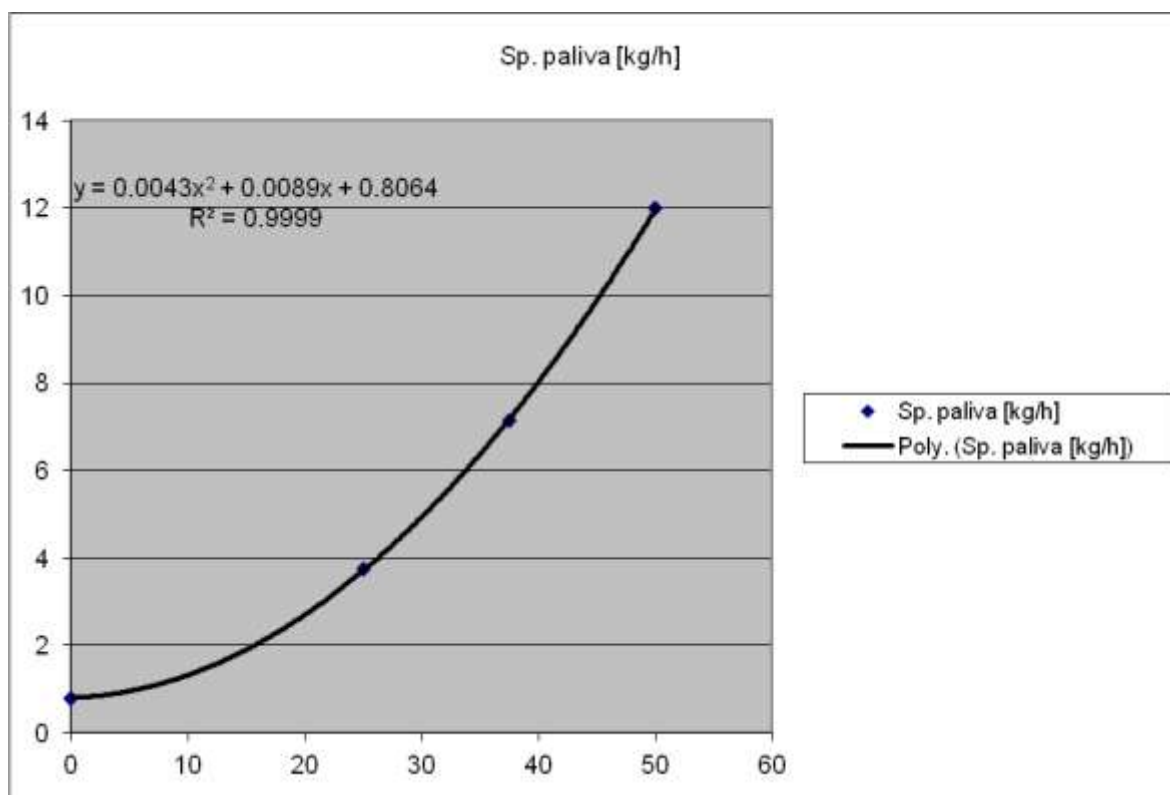
Příloha 8

Spotřeba paliva v závislosti na zatížení (spotřební charakteristika) - „Diesel 6 × 50 kW“

Zatížení [%]	Výkon [kW]	Měrná spotřeba paliva [kg/kWh]	Spotřeba paliva [kg/h]
100	50	0.24	12
75	37.5	0.19	7.125
50	25	0.15	3.75
0	0		0.8

Parametry spotřební charakteristiky

konstanta [kg/h]	0.8063636
lineární [kg/kWh]	0.0089455
kvadratický [kg/kW ² h]	0.0042909
Přechodový výkon [MW]	19.386786



Příloha 9

Výpočet denní spotřeby paliva na jaře-podzim pro variantu 4 – „Diesel 2 × 250 kW,
VTE 1 × 50 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Výkon DES	Spotřeba [kg]
1	139	116,7	13,89557
2	134	111,7	13,31392
3	125	102,7	12,31883
4	121	98,7	11,89797
5	120	97,7	11,79481
6	124	101,7	12,21238
7	131	108,7	12,97481
8	139	116,7	13,89557
9	145	122,7	14,62071
10	164	141,7	17,11252
11	190	167,7	21,00398
12	190	167,7	21,00398
13	183	160,7	19,90153
14	165	142,7	17,2519
15	161	138,7	16,69932
16	164	141,7	17,11252
17	173	150,7	18,39658
18	180	157,7	19,4414
19	184	161,7	20,05655
20	181	158,7	19,59395
21	184	161,7	20,05655
22	173	150,7	18,39658
23	161	138,7	16,69932
24	142	119,7	14,25443
		Celkem	393,9057

Příloha 10

Výpočet denní spotřeby paliva v zimě pro variantu 4 – „Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Výkon DES	Spotřeba [kg]
1	160	140,6	16,9514
2	158	138,6	16,67702
3	146	126,6	15,09992
4	138	118,6	14,11439
5	135	115,6	13,75839
6	132	112,6	13,40981
7	148	128,6	15,35454
8	170	150,6	18,37268
9	198	178,6	22,79023
10	211	191,6	25,06064
11	225	205,6	27,66129
12	226	206,6	27,85323
13	223	203,6	27,27989
14	202	182,6	23,474
15	202	182,6	23,474
16	206	186,6	24,17094
17	218	198,6	26,3408
18	226	206,6	27,85323
19	227	207,6	28,04599
20	224	204,6	27,47018
21	212	192,6	25,24105
22	198	178,6	22,79023
23	188	168,6	21,13844
24	167	147,6	17,93765
		Celkem	522,3199

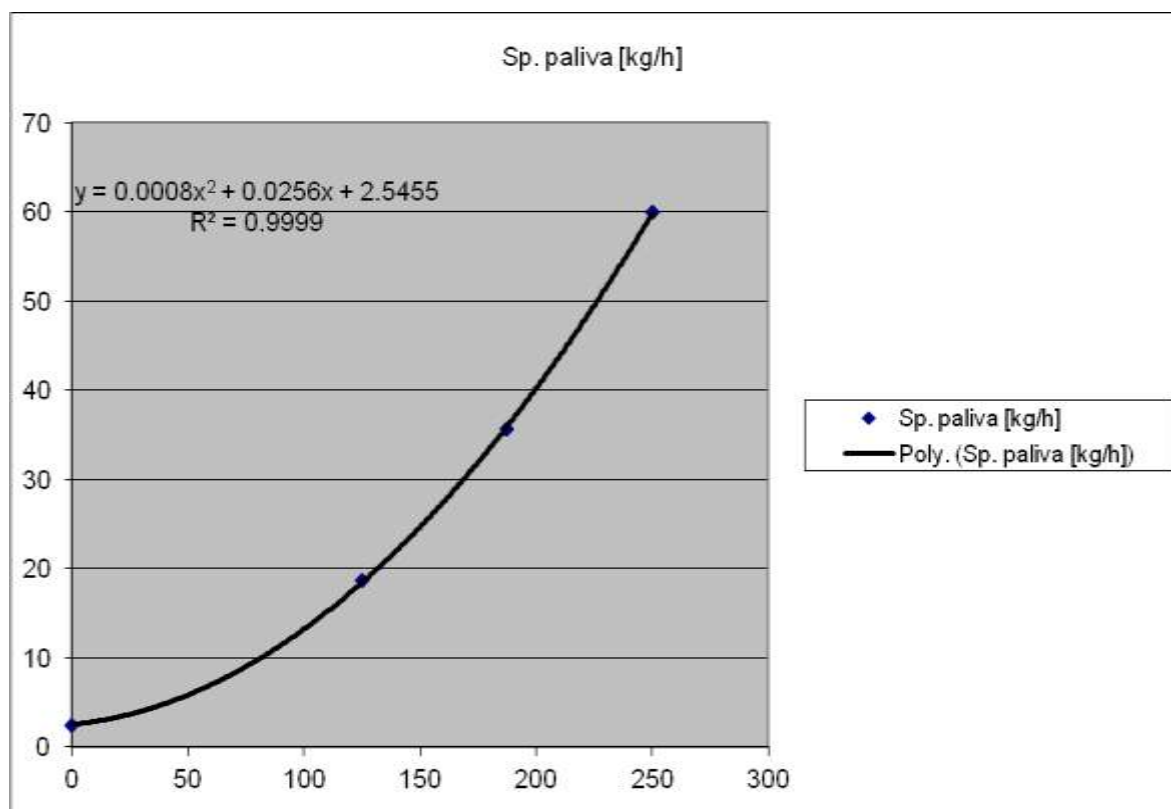
Příloha 11

Spotřeba paliva v závislosti na zatížení (spotřební charakteristika) - „Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW“

Zatížení [%]	Výkon [kW]	Měrná spotřeba paliva [kg/kWh]	Spotřeba paliva [kg/h]
100	250	0,24	60
75	187,5	0,19	35,625
50	125	0,15	18,75
0	0		2,5

Parametry spotřební charakteristiky

konstanta [kg/h]	2,842727273
lineární [kg/kWh]	0,022298182
kvadratický [kg/kW ² h]	0,000823273
Přechodový výkon [MW]	83,10185755



Příloha 12

Výpočet denní spotřeby paliva na jaře-podzim pro variantu 5 - „Diesel 2 × 250 kW,
VTE 2 × 50 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Výkon DES	Spotřeba [kg]
1	139	94,4	11,46182
2	134	89,4	10,97191
3	125	80,4	9,962188
4	121	76,4	9,35643
5	120	75,4	9,209106
6	124	79,4	9,808279
7	131	86,4	10,68784
8	139	94,4	11,46182
9	145	100,4	12,07689
10	164	119,4	14,22013
11	190	145,4	17,6346
12	190	145,4	17,6346
13	183	138,4	16,66057
14	165	120,4	14,34116
15	161	116,4	13,86197
16	164	119,4	14,22013
17	173	128,4	15,33908
18	180	135,4	16,25548
19	184	139,4	16,79725
20	181	136,4	16,38969
21	184	139,4	16,79725
22	173	128,4	15,33908
23	161	116,4	13,86197
24	142	97,4	11,76565
		Celkem	326,1149

Příloha 13

Výpočet denní spotřeby paliva v zimě pro variantu 5 - „Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW“

Hodina	Výkon [kW]	Výkon DES	Spotřeba [kg]
1	160	121,1	14,42311
2	158	119,1	14,18076
3	146	107,1	12,79578
4	138	99,1	11,93833
5	135	96,1	11,63037
6	132	93,1	11,32982
7	148	109,1	13,01838
8	170	131,1	15,68428
9	198	159,1	19,65354
10	211	172,1	21,71581
11	225	186,1	24,09232
12	226	187,1	24,26824
13	223	184,1	23,74294
14	202	163,1	20,27327
15	202	163,1	20,27327
16	206	167,1	20,90616
17	218	179,1	22,88389
18	226	187,1	24,26824
19	227	188,1	24,44499
20	224	185,1	23,91722
21	212	173,1	21,88021
22	198	159,1	19,65354
23	188	149,1	18,16185
24	167	128,1	15,29729
		Celkem	450,4336

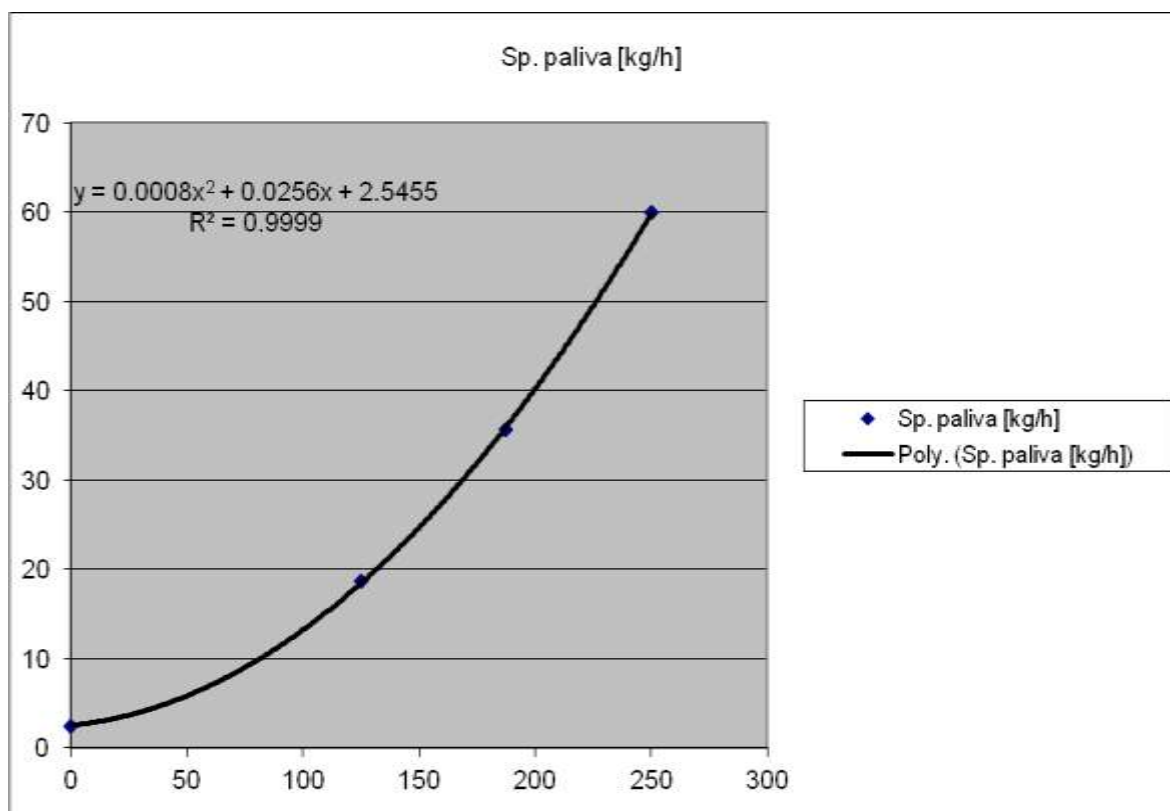
Příloha 14

Spotřeba paliva v závislosti na zatížení (spotřební charakteristika) - „Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW“

Zatížení [%]	Výkon [kW]	Měrná spotřeba paliva [kg/kWh]	Spotřeba paliva [kg/h]
100	250	0,24	60
75	187,5	0,19	35,625
50	125	0,15	18,75
0	0		2,5

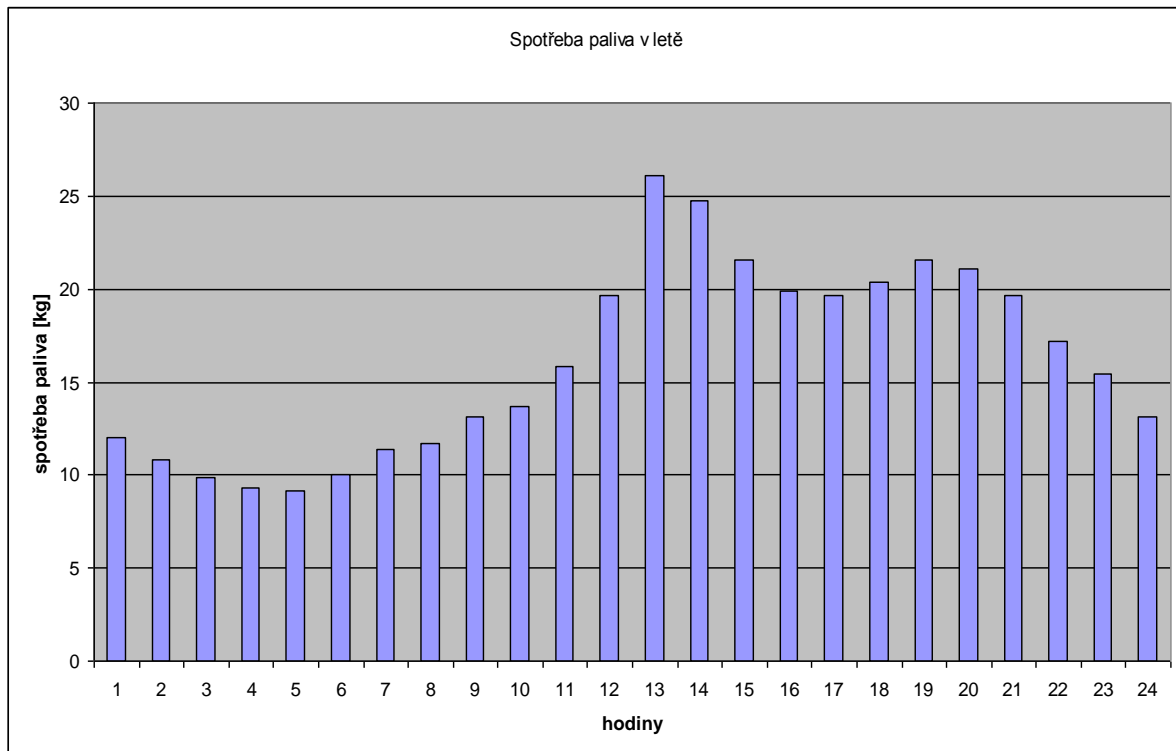
Parametry spotřební charakteristiky

konstanta [kg/h]	2,842727273
lineární [kg/kWh]	0,022298182
kvadratický [kg/kW ² h]	0,000823273
Přechodový výkon [MW]	83,10185755



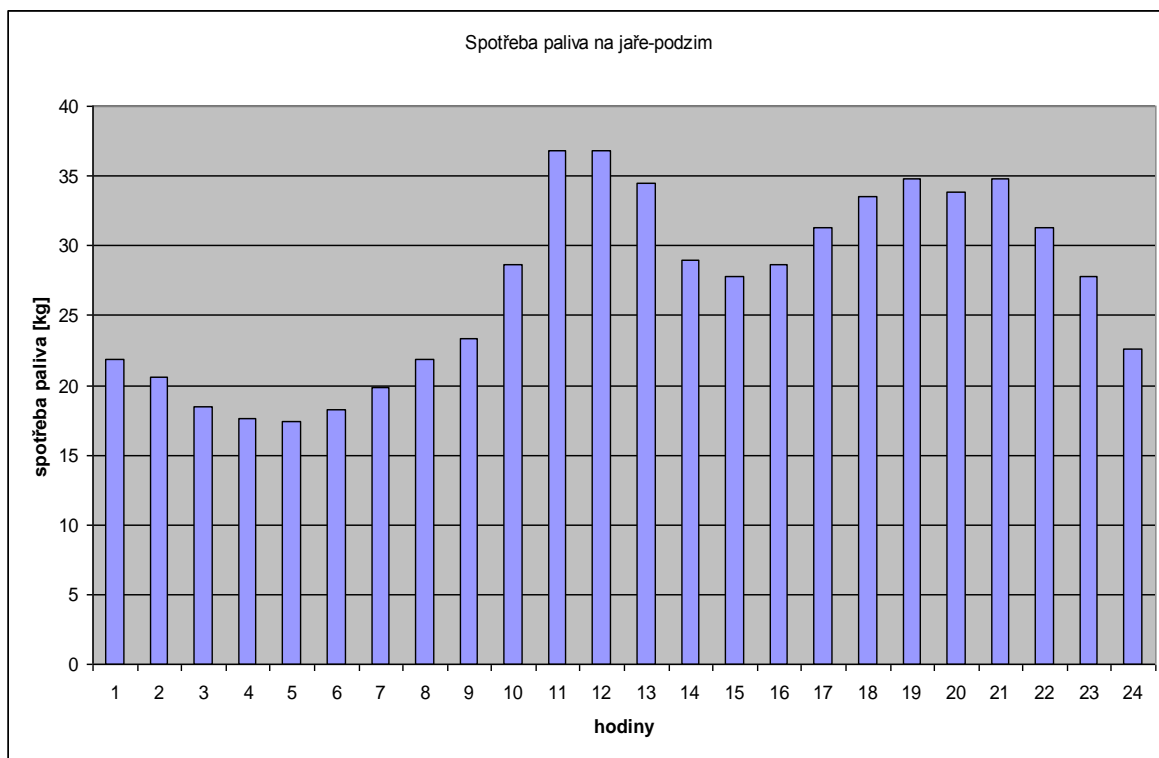
Příloha 15

Denní spotřeba paliva v letě pro variantu 1 – „Diesel 2 × 250 kW“



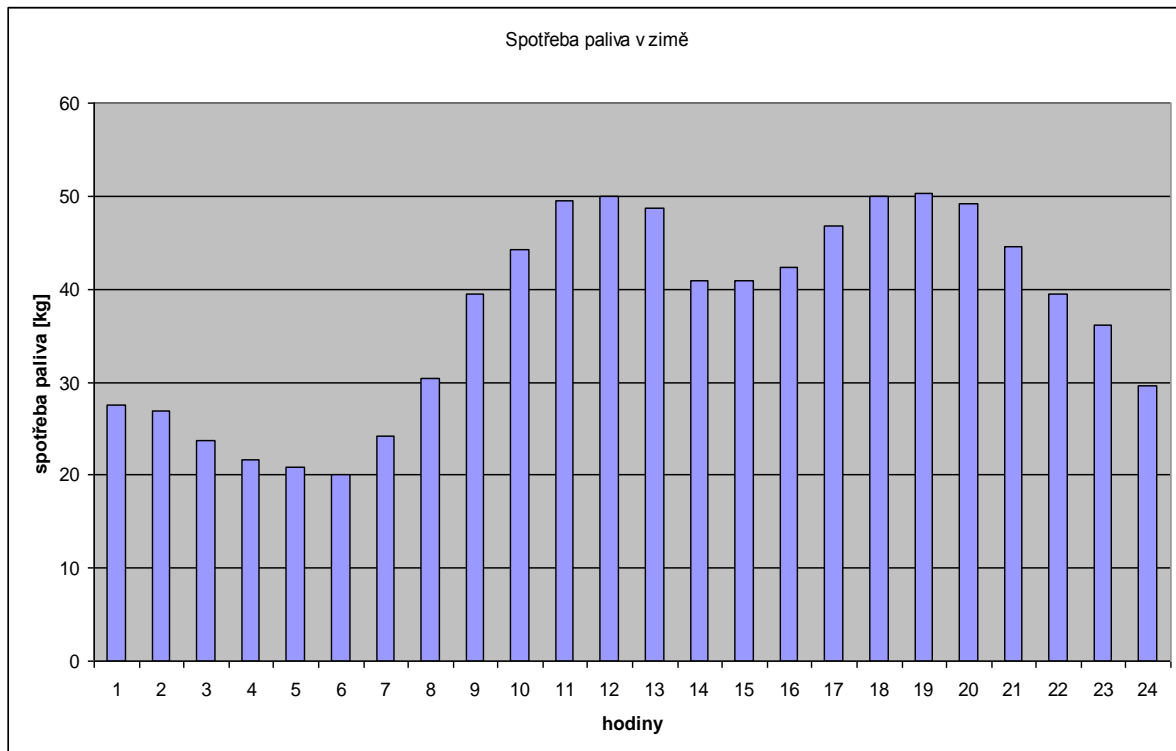
Příloha 16

Denní spotřeba paliva na jaře-podzim pro variantu 1 – „Diesel 2 × 250 kW“



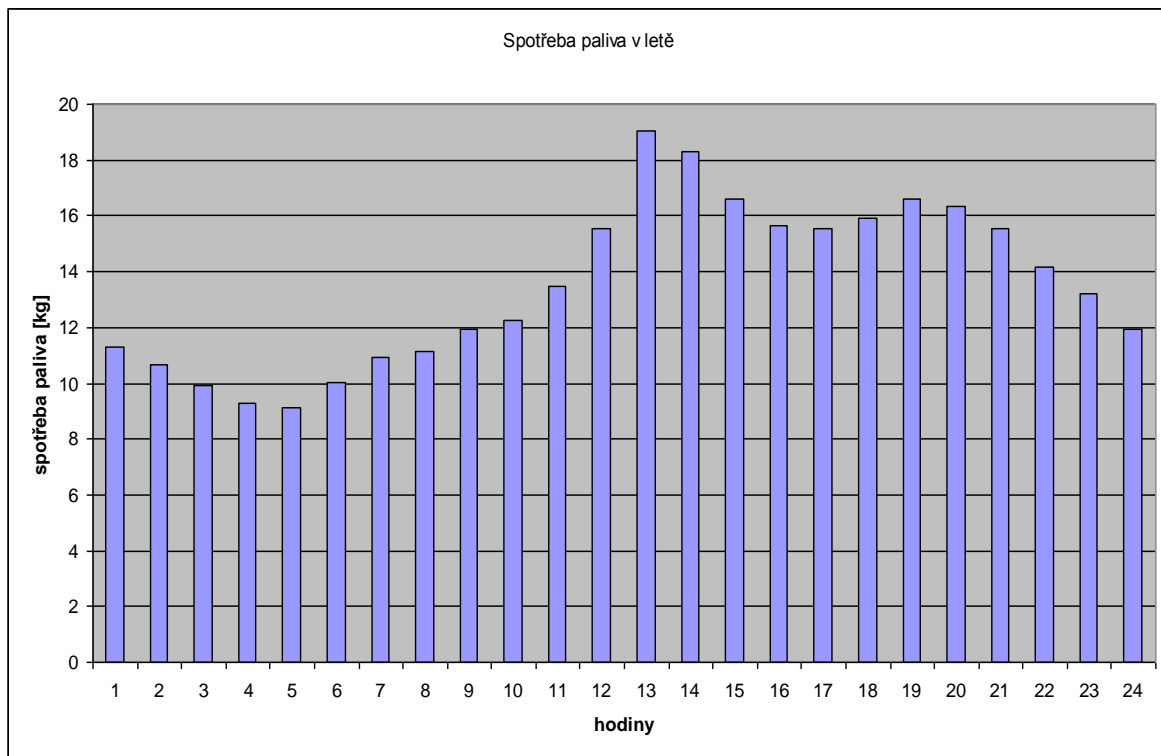
Příloha 17

Denní spotřeba paliva v zimě pro variantu 1 – „Diesel 2 × 250 kW“



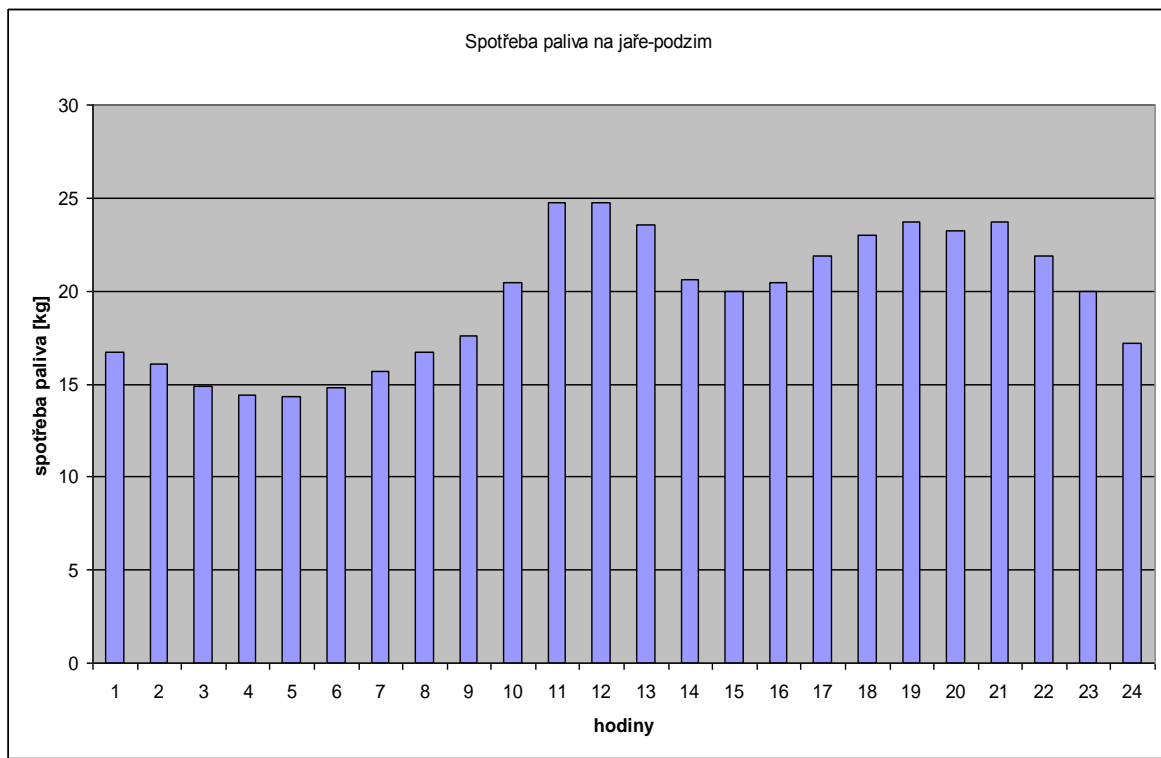
Příloha 18

Denní spotřeba paliva v letě pro variantu 2 „Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz“



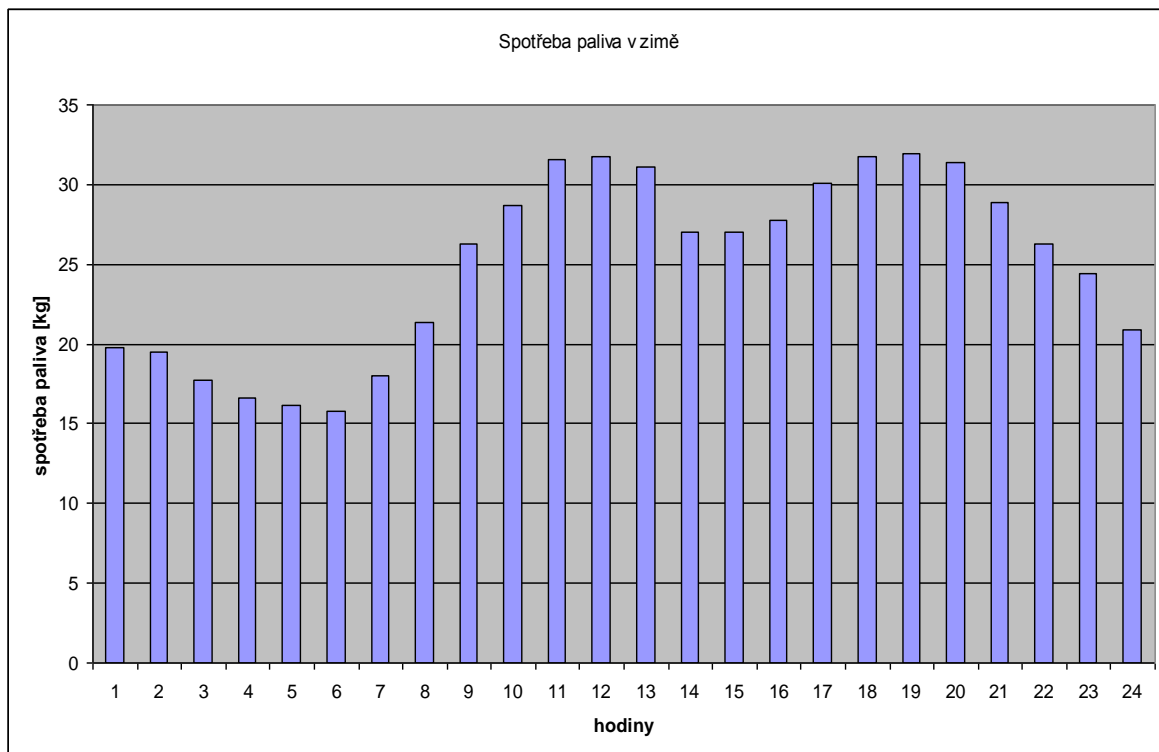
Příloha 19

Denní spotřeba paliva na jaře-podzim pro variantu 2 „Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz“



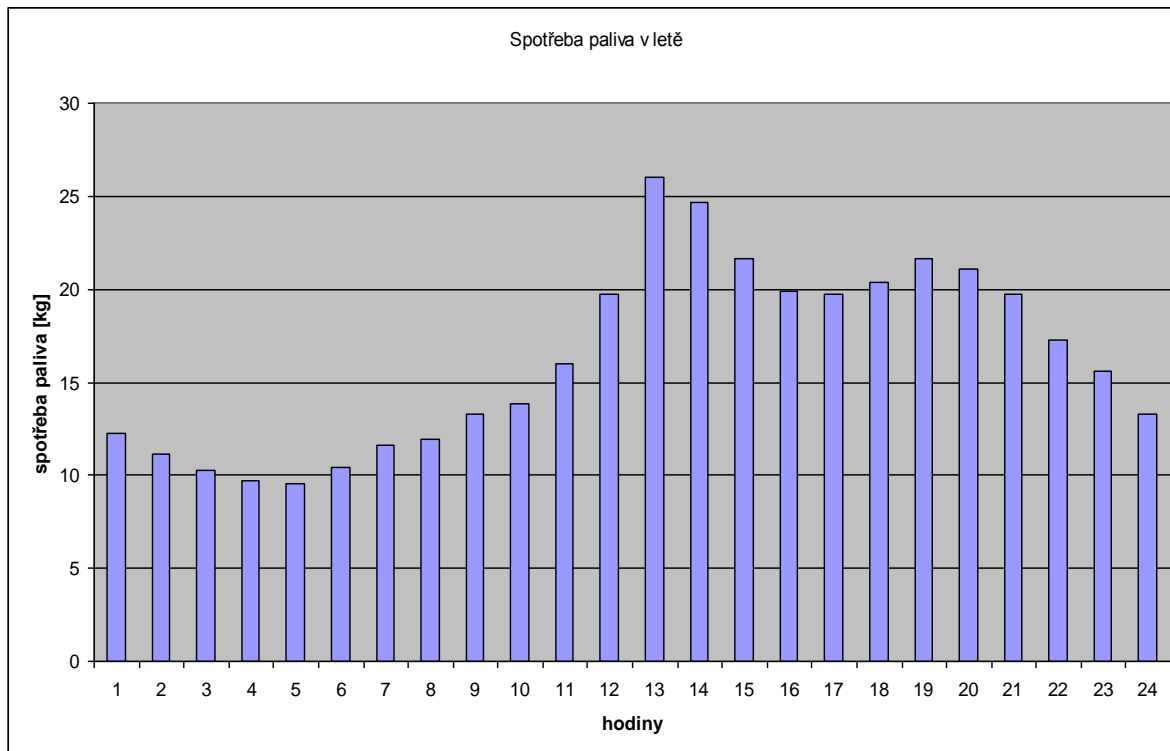
Příloha 20

Denní spotřeba paliva v zimě pro variantu 2 „Diesel 2 × 250 kW – paralelní provoz“



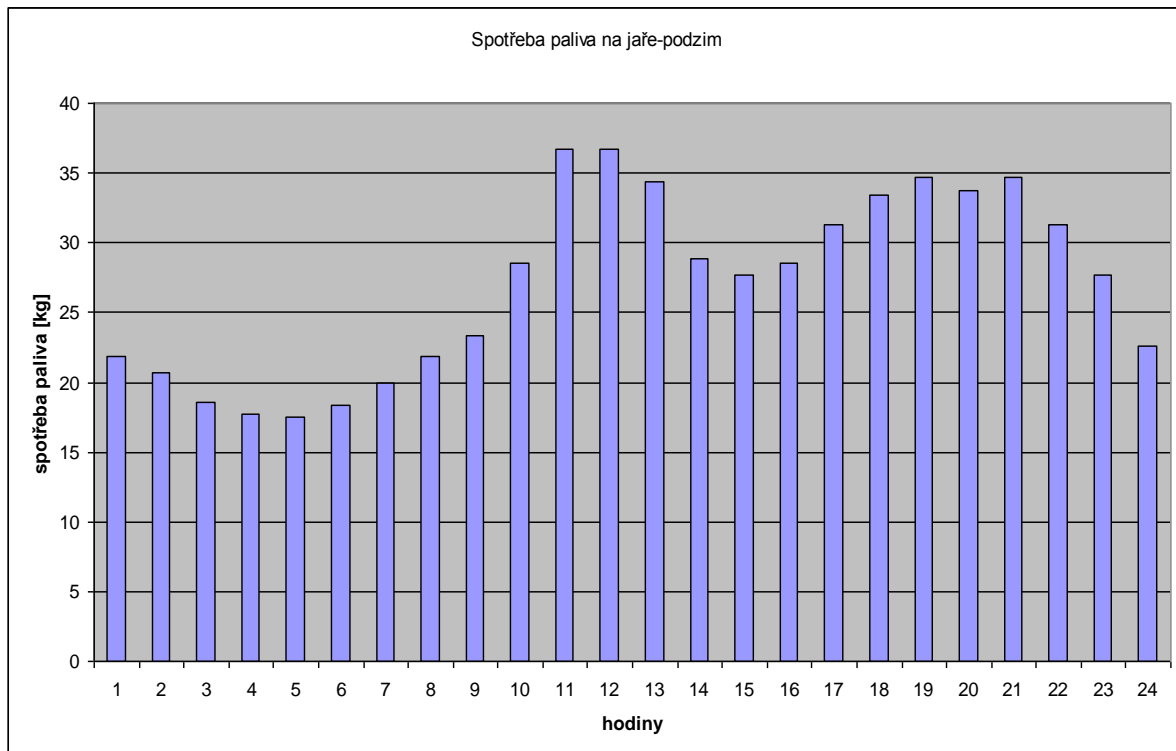
Příloha 21

Denní spotřeba paliva v letě pro variantu 3 – „Diesel 6 × 50 kW“



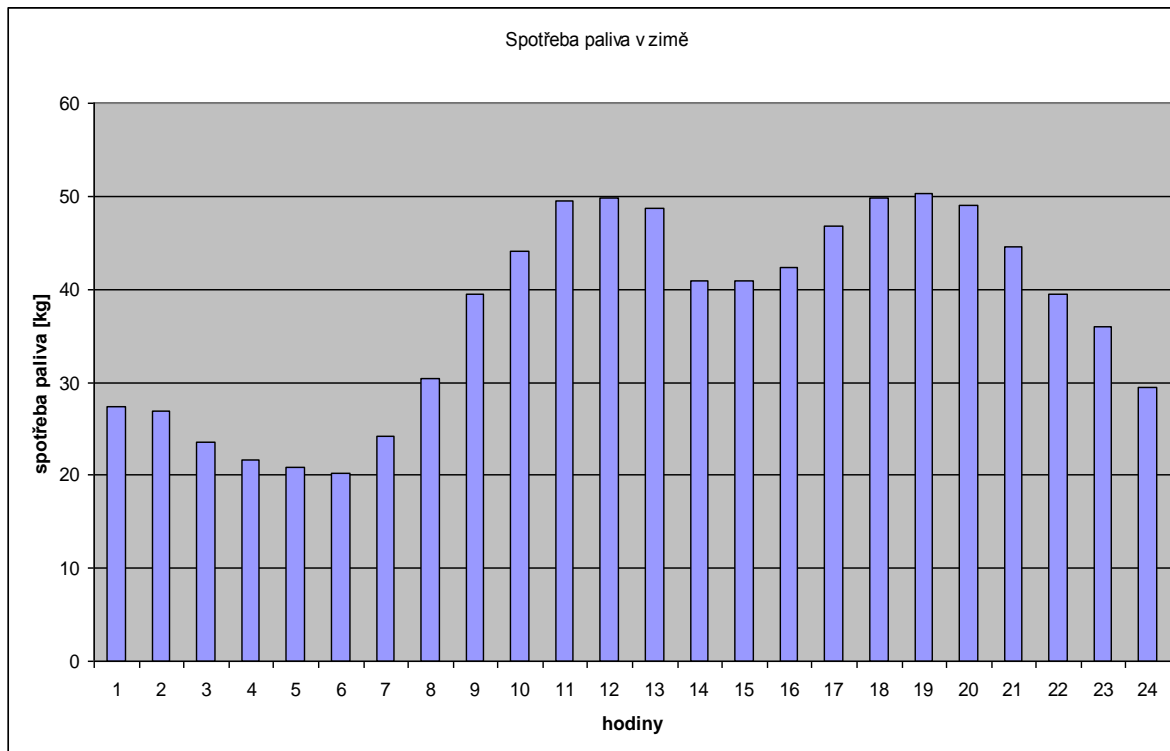
Příloha 22

Denní spotřeba paliva na jaře-podzim pro variantu 3 – „Diesel 6 × 50 kW“



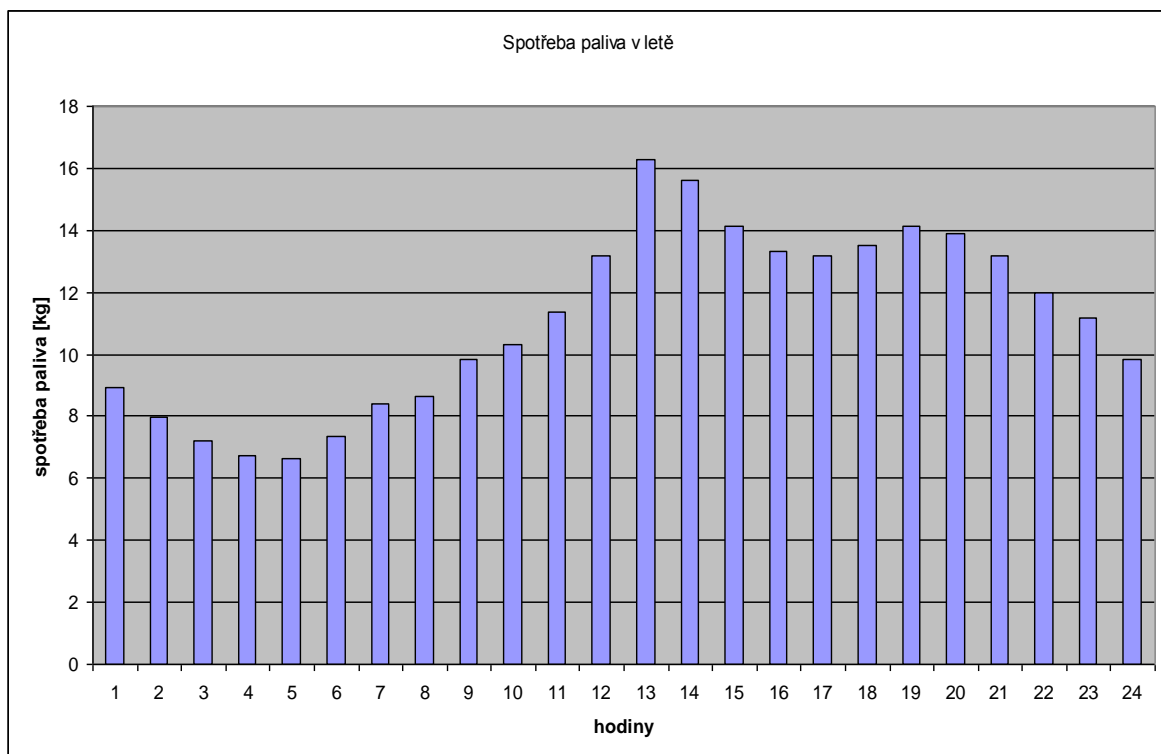
Příloha 23

Denní spotřeba paliva v zimě pro variantu 3 – „Diesel 6 × 50 kW“



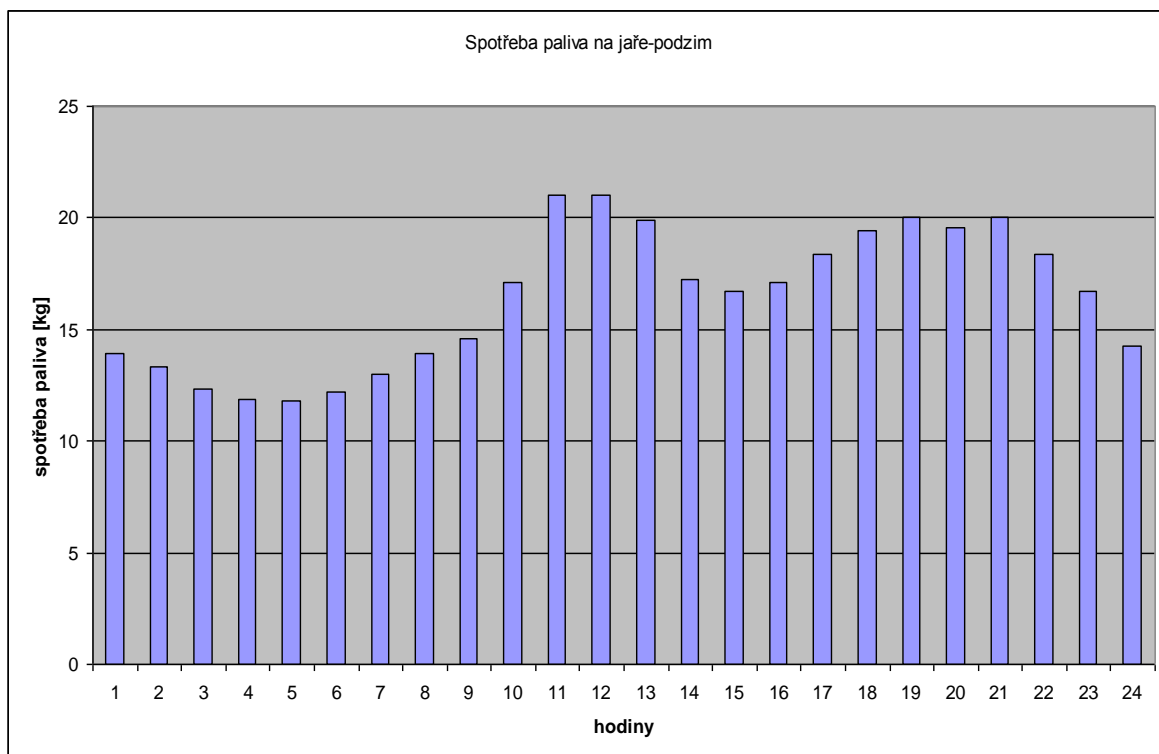
Příloha 24

Denní spotřeba paliva v letě pro variantu 4 – „Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW“



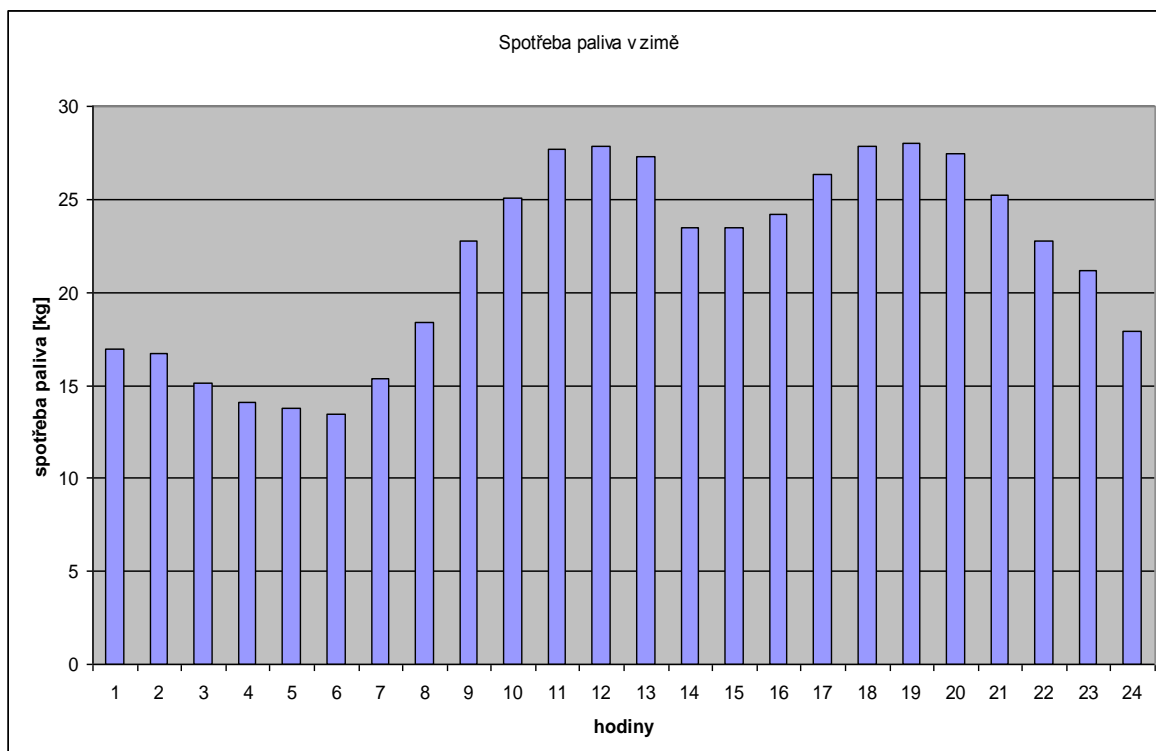
Příloha 25

Denní spotřeba paliva na jaře-podzim pro variantu 4 – „Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW“



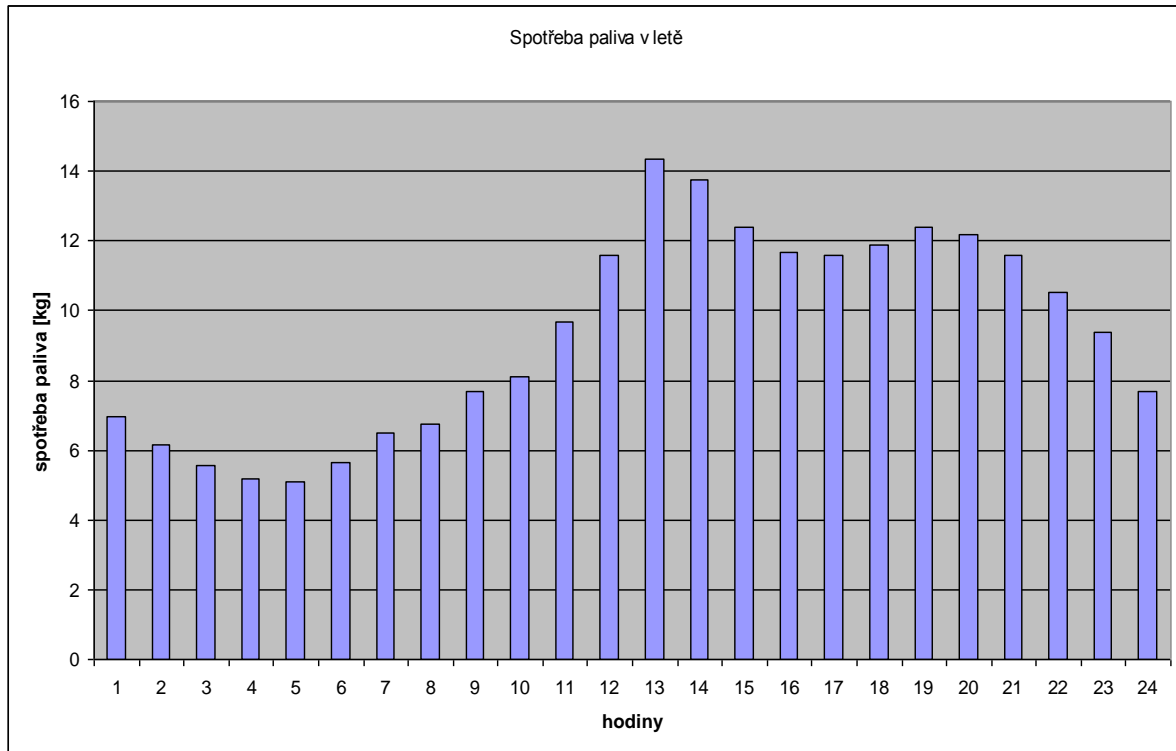
Příloha 26

Denní spotřeba paliva v zimě pro variantu 4 – „Diesel 2 × 250 kW, VTE 1 × 50 kW“



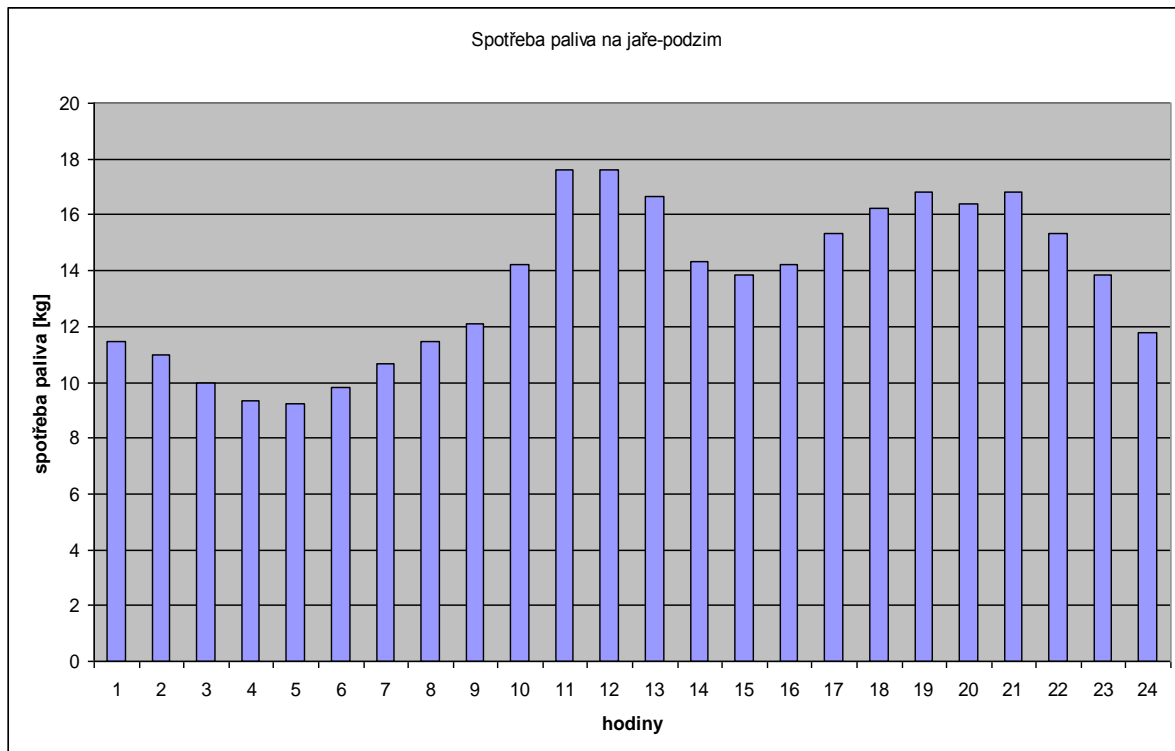
Příloha 27

Denní spotřeba paliva v letě pro variantu 5 - „Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW“



Příloha 28

Denní spotřeba paliva na jaře-podzim pro variantu 5 - „Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW“



Příloha 29

Denní spotřeba paliva v zimě pro variantu 5 - „Diesel 2 × 250 kW, VTE 2 × 50 kW“

