

CHALMERS



Vindkraft – en alternativ drivkälla för tågtrafiken

Wind power – An alternative power source for railways

*Examensarbete för högskoleingenjörsexamen inom
Elektroingenjörsprogrammet*

Johan Andersson

Robert Samo

Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2011
Examinator: Jörgen Blennow
Examensarbete nr 63/2011

Vindkraft

– en alternativ drivkälla för tågtrafiken

Johan Andersson
Robert Samo

Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2011

Vindkraft – en alternativ drivkälla för tågtrafiken

Johan Andersson
Robert Samo

© Johan Andersson, Robert Samo, 2011.

Examensarbete nr 63/2011
Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2011
SE-412 96 Göteborg
Sweden
Telephone + 46 (0)31-772 1000

Figur på omslaget: Vindkraftverk vid Middelgrund
Reproservice
Göteborg, Sverige 2011

Vindkraft – en alternativ drivkälla för tågtrafiken

Johan Andersson
Robert Samo

Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Sammanfattning

Målet med detta examensarbete, utfört på uppdrag av Vectura Consulting AB, har varit att undersöka möjligheten att ansluta en vindkraftpark till järnvägens kontaktledningsnät. Möjligheten att koppla om vindkraftparken till järnvägens hjälpkraftnät, som bland annat förser växelvärmare och signalsystem med effekt, har också undersökts. Eftersom kontaktledningsnätet och hjälpkraftnätet arbetar med olika frekvenser och spänningar, 16⅔ Hz och 15 kV respektive 50 Hz och 22 kV, måste därför en komplett krets för frekvensomvandling, spänningsomvandling och omkoppling tas fram. Projektet har begränsats till en del av Botniabanan, sträckan Örnsköldsvik-Nordmaling.

I denna rapport har trafikfrekvensen på den valda sträckan på Botniabanan undersökts för att bestämma en genererad effekt till inkopplingspunkten, samt för att undersöka när det kan vara lämpligt att koppla om till hjälpkraftnätet. Kontaktledningsnätet samt hjälpkraftnätet runt om Botniabanan beskrivs i rapporten. Kretsen för omkoppling mellan de olika elnäten har beskrivits i sin helhet och på komponentnivå. Transformatorer, frekvensomvandlare, brytare och kraftelektronik som använts i projektet har beskrivits och deras val har motiverats. I rapporten diskuteras även vindkraftverk som är lämpliga för detta projekt, projektering av en vindkraftspark samt en eventuell placering för parken.

I rapporten har en systemlösning som använder sig av en trefasdiodomriktare för frekvensomvandling tagits fram. Diodomriktaren, som finns i vindkraftverkens maskinhus, är ansluten till två olika transformatorer via varsin effektbrytare. Med hjälp av de två effektbrytarna är det möjligt att välja vilket nät som ska matas. Omkoppling mellan kontaktledningsnätet samt hjälpkraftnätet kommer att ske under vintertid då hjälpkraftnätet, på grund av växelvärme, kräver en högre inkopplad effekt. Vindkraftparken, som består av 7 vindkraftverk, kommer att generera maximalt 20 MW.

Nyckelord: kontaktledning, hjälpkraftledning, kraftelektronik, diodomriktare, transformator, effektbrytare, vindkraft

Abstract

The goal with this project, specified by Vectura Consulting AB, is to primarily investigate the possibility to connect a wind power plant to the Swedish railway overhead contact grid. The possibility to switch between the overhead contact grid and the auxiliary grid, which feeds rail track heaters and signal systems with power, has also been examined. Because the two electric grids use different frequencies and voltage levels, 16 $\frac{2}{3}$ Hz and 15 kV respectively 50 Hz and 22 kV, and voltage levels a complete circuit for changing frequency and voltage level and switching must be designed. The project has been limited to a part of Botniabanan, the course Örnsköldsvik-Nordmaling.

In this report the traffic frequency on the selected course has been examined to decide the required power rating of the wind power plant and when it would be possible to switch to the auxiliary grid. The report also describes the overhead contact grid used at Botniabanan and the auxiliary grid. The circuit used in this project and its components are also described. The report also discusses potential wind turbines that are suited for this project and a possible location for the wind power plant.

The result of this report is a system solution that uses a diode rectifier circuit for switching frequencies. The diode rectifier circuit is located inside the machine house of the wind turbines, which is connected to two different transformers. With the help of two circuit breakers, each placed after one of the transformers, it is possible to switch the power feed between the two different grids. Switching between the overhead contact grid and the help grid will be made during wintertime because of the rail track heaters. The wind power plant contains 7 wind turbines and will be able to generate 20 MW.

Key words: overhead contact grid, auxiliary grid, power electronics, diode rectifier circuit, transformer, circuit breaker, wind turbine

Förord

Examensarbetet har utförts på uppdrag av Vectura Consulting AB. Det har resulterat i ett alternativt sätt att använda förnyelsebar energi, i detta fall vindkraft, som energikälla till järnvägens två olika nät.

Vi vill tacka Vectura Consulting AB som låtit oss genomföra arbetet i deras lokaler i Göteborg. Vidare vill vi tacka våra handledare Carlos Siles och Fredrik Lorén Karlsson samt vår fadder Michael Jernstedt hos Vectura för den hjälp, handledning och feedback som de tillhandahållit. Vår lärarhandledare Aleksander Bartnicki och hans kollega Torbjörn Thiringer på Chalmers har bistått oss i vårt arbete med svar på viktiga frågor och funderingar.

Vectura Consulting AB bildades när Vägverket Konsult och Banverket Projektering sambolagiserades.

Trafikverket startade den 1 april 2010 och är en hopslagning av tidigare Banverket, Vägverket samt vissa verksamheter vid SIKA, Sjöfartsverket och Transportstyrelsen

Samtliga figurer och tabeller från Trafikverket och ABB är reproducerat med vederbörligt tillstånd. Bilden på framsidan är hämtad via sökmotorn Google och dess avancerad bildsökningfunktion där bilder som får användas och ändras finns.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	v
Abstract	vi
Förord	vii
1. Inledning	1
1.1 Mål och avgränsningar.....	1
1.2 Bakgrund.....	1
1.3 Syfte	2
2. Dimensionering av effektbehovet	3
2.1 Hjälpkraftnätet	3
2.2 Kontaktledningsnätet	3
2.3 Nulägesbeskrivning av effektbehovet.....	6
2.4 Val av maximal genererad effekt i inmatningspunkten	7
3. Omformare	8
3.1 Roterande omformare	8
3.2 Statiska omriktare	9
3.3 Startautomatiksysteem.....	11
3.4 Frekvensomriktning mellan 16 $\frac{2}{3}$ Hz och 50 Hz	12
3.5 Filter.....	14
4. Systemlösningsförslag	16
5. Transformator	18
5.1 Trefastransformator 0,69/22 kV, 50Hz	18
5.2 Transformator 0,69/15 kV, 16 $\frac{2}{3}$ Hz.....	20
5.3 Beräkningar på de olika frekvensernas inverkan på transformatorn	20
6. Brytare	23
6.1 Trafikverkets brytare för 12-24 kV/50Hz	23
6.2 Trafikverkets brytare för 16,5 kV/16 $\frac{2}{3}$ Hz	24
6.3 Brytare för 15 kV/16 $\frac{2}{3}$ Hz	24
6.4 Brytare för 22 kV/50 Hz	25
6.5 Brytare mot samlingsskenorna.....	26
6.6 Möjlighet att energiförsörja de två olika näten	27
8. Vindpark	28
8.1 Beskrivning av vindkraftverken.....	28
8.2 Projektering en vindkraftpark	29
8.3 Placeringsförslag.....	30
9. Slutsatser	31
Referenser	32

Appendix A	34
A.1 Kretsschema över en statisk omriktare.....	34
A.2 Information om amorft stål.....	35

1. Inledning

1.1 Mål och avgränsningar

Målet med detta examensarbete är att undersöka möjligheten att ansluta en vindkraftpark till järnvägens elanläggning. Anslutningsmöjlighet till järnvägens kontaktledningsnät samt hjälpkraftnät ska undersökas. Detta innebär att:

- Undersöka och ta fram tekniska lösningar för hela elsystemet från vindkraft till järnvägens elkraft.
 - Undersöka alternativ matning till 50 Hz hjälpkraftnät.
 - Undersöka omkopplingsmöjligheterna mellan 50 Hz hjälpkraft- och 16⅔ Hz kontaktledningsnätet.
- Undersöka effektförbrukningen samt vindförhållanden i det aktuella området.
 - Ge ett storleksförslag, i effekt, på vindkraftparken.
- Undersöka möjligheten att transformera spänningar med olika frekvenser i en och samma transformator

I rapporten ges ett förslag på hur inkoppling av en vindkraftpark som energikälla till järnvägsnäten kan göras. Inga beräkningar på vad ett projekt som detta skulle kunna kosta har gjorts.

1.2 Bakgrund

Hur miljön påverkas av oss människor och hur vi väljer att utnyttja de förnyelsebara resurser som finns blir ett allt större samtalsämne. 2008 startade projektet ”Windtrain” i Belgien vilket innebär att man skulle installera en vindkraftpark för att energiförsörja höghastighetsbanan mellan Leuven och Liège. Syftet med projektet var att få den redan miljövänliga tågtrafiken ännu mer miljövänlig. Energin som vindkraftparken genererar matas direkt in i järnvägsnätet. Nätet är dessutom ihopkopplat med det Belgiska stadsnätet på två platser via kraftledningar. Den ena ledningen är ansluten till kraftledningen mellan Tirlemont och Voroux och den andra är ansluten mellan Landen och Hasselt. Vindkraftparken består av 20 vindkraftverk som vardera har en kapacitet att kunna generera mellan 2 MW och 2,5 MW. En tredjedel av energin som anläggningen producerar kommer användas direkt av tågtrafiken och de resterande två tredjedelarna matas vidare in i det Belgiska kraftnätet. Parken är belägen strax intill den höghastighetsbana som den ska energiförsörja. Vindkraftparken ska generera i genomsnitt ca 100 GWh/år. Användningen av den energi som vindkraftsanläggningen producerar beräknas minska utsläppen av CO₂ med 60 000 ton, vilket motsvarar en reduktion med cirka 10 % av det totala CO₂ utsläppet från tåg (passagerare och frakt) i Belgien under 2007 (Electrabel, 2011). Den totala kostnaden för projektet ”Windtrain” i Belgien uppgår till 65 miljoner euro.

Som ett led i att få tågtrafiken även i Sverige att bli än mer miljövänlig ska alternativet med vindkraft som energikälla till järnvägens två olika nät, kontaktlednings- och hjälpkraftnätet undersökas. Problemet är att de två näten har skilda frekvensnivåer ett problem som inte finns i Belgien.

1.3 Syfte

Syftet med examensarbetet är att presentera ett alternativt sätt att ansluta en vindkraftpark till järnvägens två elnät. Primärt ska vindkraftparken vara inkopplad på järnvägens $16\frac{2}{3}$ Hz nät men möjligheten ska också finnas att ansluta den till järnvägens 50 Hz nät samt få en uppfattning om hur frekvent en omkoppling mellan de olika näten kan göras. Val av placering och storlek för vindkraftpark ska dessutom presenteras.

2. Dimensionering av effektbehovet

Botniabanan är en 19 mil lång järnvägsbana som sträcker sig från Nyland till Umeå. Järnvägsbanan, som består totalt av 144 broar och 25 km tunnel, invigdes i augusti 2010. I nuläget är bara sträckan Örnsköldsvik–Umeå i drift. Trafikverket har beslutat att vänta med idriftsättningen av sträckan Nyland – Örnsköldsvik tills Ådalsbanan, Sundsvall – Kramfors, är klar (Botniabanan, 2011), (Botniabanan Historik, 2011).

2.1 Hjälpkraftnätet

Syftet med hjälpkraftnätet är att förse stationshus, växelvärmesystem och signalsystem med elkraft. Till hjälpkraftsledningar kopplas transformatorer som omvandlar spänningen från 11/22 kV till 230/400 V. Frekvensen behöver inte omvandlas då den är 50 Hz. Om det skulle saknas hjälpkraftledning där hjälpkraften är behövd används det allmänna elnätet. Om inget av ovanstående nät skulle finnas i närheten kan, 16 $\frac{2}{3}$ Hz, kontaktledningsnätet omformas (Banverket, 2007).

Under höst och vinter måste spårväxlar värmas för att de inte ska sluta fungera på grund av is och snö. Samtliga spårväxlar är utrustade med värmeelement som matas med 127/230 V trefas eller två gånger 115 V enfas spänning. Värmeelement finns också monterad på rälsen. Eftersom varje värmeelement förbrukar 5-23 kW finns det styrsystem, som reglerar värmen baserat på temperatur och nederbörd för att det ska vara kostnadseffektivt (Banverket, 2007).

Runt om Botniabanan finns det totalt 125 spårväxlar. Två olika typer av värmeelement används med effekterna 10,2 kW respektive 16,8 kW (Botniabanan AB, 2006). Tunnelinstallationer, belysning och fläktsystem, förbrukar uppskattningsvis 3 kW/km. På varje mötesstation finns det teknikhus som belastar hjälpkraftnätet med 15 kW/st. Signalsystemet matas från transformatorer med en märkeffekt på 50 kVA men lasten är väldigt liten¹.

2.2 Kontaktledningsnätet

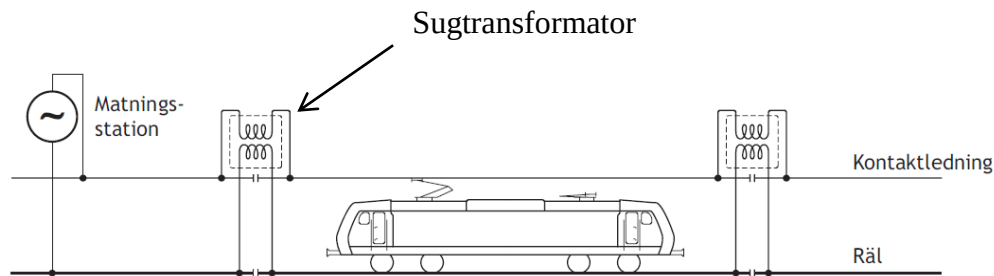
Kontaktledningsnätet är det elnät som via en strömvtagare strömförsörjer tågen längs de svenska tåglinjerna. Nätet är ett enfasnät med spänningen 15 kV och frekvensen 16 $\frac{2}{3}$ Hz. Tågvärme som värmer upp stillastående vagnar på stationer matas med 1 kV via en transformator som är ansluten till kontaktledningsnätet (Banverket, 2006).

Booster transformatorsystemet (BT-system) är en av de två metoder som används för att spänningssätta kontaktledningssystemet i Sverige. I ett BT-system matas kontaktledningsnätet via sugtransformatorer, se Figur 2.1 En sugtransformator är en transformator som har omsättningsförhållandet 1:1, det vill säga en transformator som har lika många varv i lindningen både på primär- och på sekundärsidan. Syftet med en sugtransformator är att förhindra i största möjliga mån vagabonderande strömmar i marken som kan ge upphov till störningar i till exempel telekomutrustning. Kontaktledningen matas med 15 kV och återleds först via den

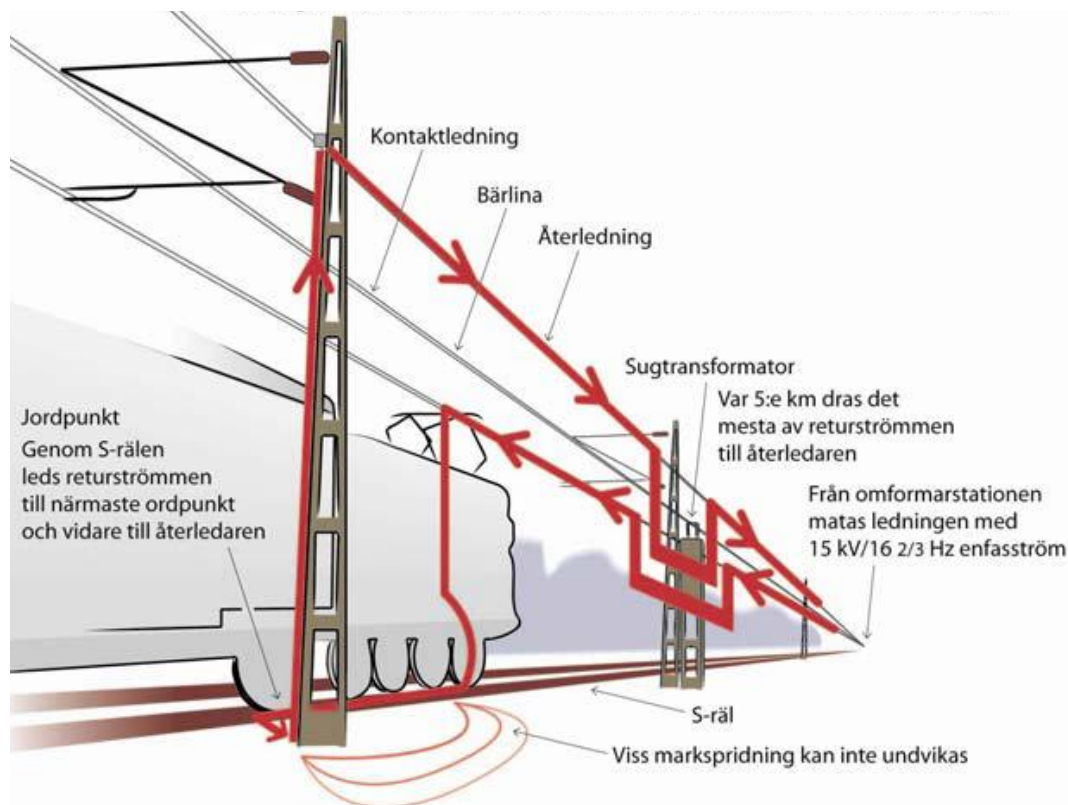
¹Leif Norgren (Specialist EL, Vectura AB)

²Michael Jernstedt (Elprojektör, Vectura AB)

ena rälen (S-rälen) och vidare därifrån upp till återledaren för att sedan komma tillbaka till källan, se Figur 2.2.



Figur 2.1. Illustration över ett BT-system (Biedermann, N, 2010). Sugtransformatorerna säkerställer att strömmen leds tillbaka i rälen för att förhindra vagabonderande strömmar.



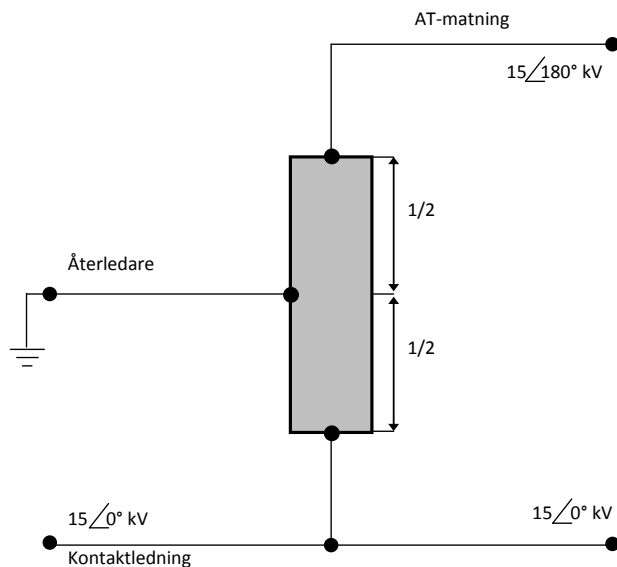
Figur 2.2 Illustration över strömkretsen i kontaktledningssystemet (Banverket, 2006). Strömmen leds ner till s-rälen genom hjulen och sedan vidare till återledaren.

En annan metod som används för att spänningssätta kontaktledningssystemet är med hjälp av autotransformatorsystem (AT-system). Principen bakom AT-systemet är att använda sig av spartransformatorer. En spartransformator är en transformator som består av endast en lindning vilken är uppdelad i två delar. Genom att välja var inkopplingspunkten på lindningen ska vara bestäms hur stor del av den matade spänningen som kan tas ut på sekundärsidan. I fallet med AT-systemet är en matningsspänning på $U = 15 \text{ kV}$ inkopplad mitt på spartransformatorn vilket medför att potentialen mellan kontaktledningen och AT-matarledningen, se Figur 2.3, blir $2U = 30 \text{ kV}$. Potentialen mellan jord och kontaktledningen

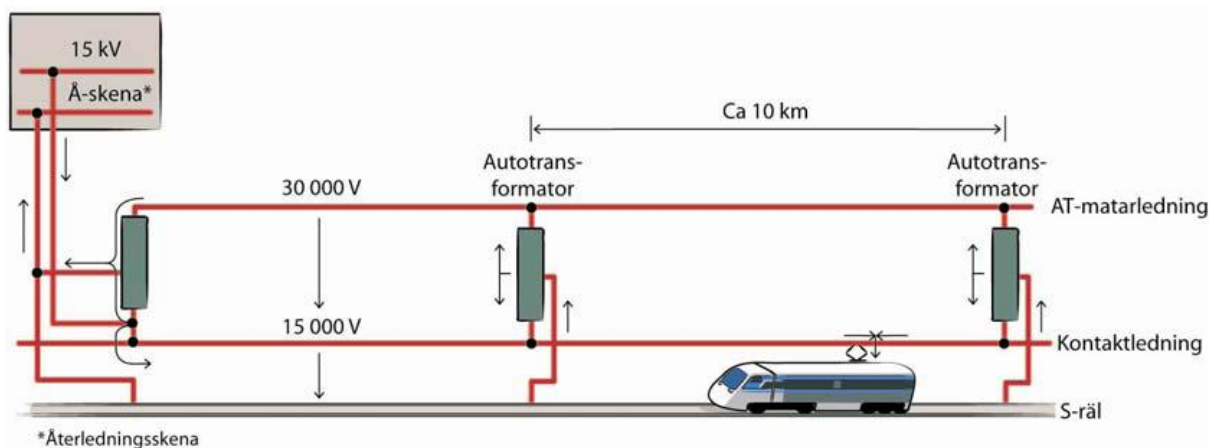
är 15 kV (Institutionen för Energi och miljö, 2009). Hela systemet upplevs ha dubbel matningsspänning. Fördelen med ett AT-system är att spartransformatorerna kan placeras på ett längre avstånd ifrån varandra, dock inte längre än 12 km. Kontaktledningsnätet kan belastas med en högre effekt eftersom,

$$S = U \times I \leftrightarrow S = (2 \times U) \times \left(\frac{I}{2}\right) \quad (2.1)$$

där S är den skenbara effekt som linjen behöver, U är den spänning som matar linjen och I är den ström som krävs. AT-systemet används i allt större utsträckning men finns i sin helhet på ett fåtal platser i landet². Botniabanan och Malmbanan är två sträckor där AT-systemet används. Figur 2.4 visar hur ett AT-system ser ut i teorin.



Figur 2.3 Principskiss över en sparkoppladtransformator likt de som används i ett AT-system. Spänningen i AT-matningen är fasförskjuten 180° före spänningen i kontaktledningen. Detta leder till att potentialen mellan AT-matningen och kontaktledningen blir $2U=30 \text{ kV}$



Figur 2.4 Illustration över ett AT-system (Banverket, 2006) där det tydligt syns hur systemet matas via sparkopplade transformatorer längs linjen och hur återledning sker via S-rälen

²Michael Jernstedt (Elprojektör, Vectura AB)

2.3 Nulägesbeskrivning av effektbehovet

Eftersom att den planerade vindkraftsanläggningen i första hand ska förse den valda järnvägssträckan, Örnsköldsvik–Nordmaling, med effekt måste trafikfrekvensen samt effektförbrukningen för de olika tåg som trafikerar sträckan undersökas. När den nödvändiga effekten är framtagen och verkningsgrader för transformatorer och omformare är kända kan vindkraftsparkens totala effekt bestämmas.

Första steget i dimensioneringen av effekten från vindkraftsanläggningen är att undersöka antalet tåg som trafikerar den valda sträckan under samma tid. Det maximala antalet tåg under samma tidpunkt ger den minsta effekt som vindkraftsanläggningen måste kunna generera. Trafikfrekvensen måste också undersökas för att se vilka omkopplingsmöjligheter det finns för att växla mellan 16 $\frac{2}{3}$ Hz kontaktledningsnätet och 50 Hz hjälpkraftsnätet. Trafikfrekvensen ger en uppfattning om hur ofta man kan växla, dagligen eller årligen, till exempel under vintern då växelvärmare kräver mycket effekt. Trafikfrekvensen finns dokumenterad på Trafikverkets hemsida i form av en årlig tågplan (Trafikverket Tågplan, 2011). I tågplanen finns körsträckan för alla planerade tågfärder under året inom Sveriges järnvägsnät samt start och stop vid olika stationer.

Den delen av Botniabanan som i dagsläget är i bruk, Örnsköldsvik-Umeå, trafikeras av SJ och Norrtåg som bedriver persontrafik samt Green Cargo som bedriver godstrafik från och till Husum³. De olika företagen använder sig av olika lok som skiljer sig i effekt och effektfaktor. De äldre RC-loken, som används av SJ och Green Cargo, förbrukar mer effekt än de nyare X60 och X2 (X2000) tågen samt har de en lägre effektfaktor (Norrtåg AB Våra Tåg, 2011), (SJ Våra Tåg, 2011). Tabell 2.1 visar effektförbrukning samt effektfaktor för de vanligaste loken (Banverket Energidebitering för tåg, 2007).

Tabell 2.1 Effektförbrukning och effektfaktor för olika tåg

Tåg	Effekt [KW]	Effektfaktor
X2	3260	1.0
X51-53 (Regina)	1590	1.0
X60	3000	1.0
RC-lok	4x900	0.8

Ett antagande om att ett tåg i genomsnitt förbrukar 4 MW aktiv effekt och 0.4 MVar reaktiv effekt⁴, medför att en hög effektfaktor ($\cos \varphi = 0,995$) används i efterkommande beräkningar.

I dagsläget är det bara sträckan Örnsköldsvik-Umeå som är i drift på Botniabanan. När resterande sträcka, Ådalsbanan, tas i drift kommer både gods- och persontrafiken att öka längs hela Botniabanan (Botniabanan Historik, 2011). Självklart innebär det också att trafikfrekvensen kommer att öka på sträckan Örnsköldsvik-Nordmaling.

³ Tommy Gällstedt (Seniorkonsult Elkraft- och kontaktledningsteknik, Vectura AB)

⁴ Carlos Siles (Teknikansvarig EL/Tele, Vectura AB)

2.4 Val av maximal genererad effekt i inmatningspunkten

Efter studie av tågplanen för sträckan Örnsköldsvik-Nordmaling drogs slutsatsen att den maximal effekt som förbrukas är när tre tåg är i drift på sträckan samtidigt som ett startar. Med det tidigare antagandet, att ett tåg i genomsnitt förbrukar 4 MW, anses 20 MW vara en rimlig stor maximal effekt. Vid denna effektstorlek garderar man sig för hög starteffekt vid avgångar samt eventuell trafikökning. Alltså kommer det att krävas en vindkraftsanläggning i ungefärlig storleksordning sju stycken vindkraftsverk som genererar 3 MW vardera.

3. Omformare

I Sverige drivs tågen av ett enfas kontaktledningssystem med spänningen 15 kV, och frekvensen $16\frac{2}{3}$ Hz. Anledningen till den låga frekvensen var att det fanns problem med att tillverka reglerbar enfas växelströmsmotorer vid höga frekvenser under början av 1900-talet (Banverket, 2007). Det bestämdes att ha frekvensen 15 Hz i kontaktledningssystemet och det tillverkades generatorer som genererade spänning med den frekvensen. Några år senare togs beslutet att i fortsättningen köpa el ifrån det statliga svenska nätet (vanligtvis 130 kV, 50 Hz). Problematiken låg i att lösa en frekvensomformning från 50 Hz till 15 Hz. Detta gjordes med roterande omformare vilka hade ett förhållande tre till ett, t.ex. tolvpolig motor och fyrapolig generator. En frekvens på en tredjedel av matningsfrekvensen erhöles, vid frekvensen 50 Hz på matningssidan erhöles frekvensen $16\frac{2}{3}$ Hz på generatorns klämmor, vilket var tillräckligt nära 15 Hz. Än idag används roterande omformare men kraftelektroniken gör det möjligt att omforma med statiska omriktare.

3.1 Roterande omformare

Runtomkring i Sverige längs järnvägsnätet finns roterande omformare placerade. De roterande omformarna placeras vanligtvis på vagnar. Anledningen till det, historiskt sett, var att ha möjligheten att kunna transportera dem till säkerhet i händelse av krig. Idag är den främsta anledningen till omformarnas placering på vagnar den att det ska underlätta vid service av dem. Det ska vara enkelt att transportera omformarvagnen till en servicelokal samt för att kunna anpassa effektbehovet i inmatningspunkten genom att ställa fler eller färre omformningsvagnar i varje grupp. En omformarvagn består av en trefasmotor och en enfas-generator som är monterade på en och samma axel. Dessutom finns det en transformator som transformerar upp spänningen till ca 15 kV. Poltalsförhållandet mellan motor och generator är som nämndes ovan 3:1. De roterande omformarvagnarna som Trafikverket använder är av tre olika effektstorlekar. Den minsta omformarvagnen har beteckningen Q24/Q25 och har en generator med märkeffekt på 3,2 MVA och märkspänning 3,0 kV, se tabell 3.1. Nästa storlek på omformarvagn är Q38/Q39 med en installerad märkeffekt på 5,8 MVA och märkspänningen 4,0 kV. Q38/Q39 är den typen av omformare som finns i störst utsträckning utefter de svenska järnvägarna. Den största roterande omformaren som används är Q48/Q49. Den har en generator med märkeffekt på 10 MVA och märkspänningen 5,2 kV. När en ny inmatningspunkt ska installeras i kontaktledningssystemet görs de vanligtvis inte med lägre effekt än 20 MVA. Om omformningen ska ske med roterande omformare placeras t.ex. två Q48/Q49 bredvid varandra och bildar då en gemensam generatorkapacitet på 20 MVA. På grund av att de roterande omformarna har en mycket god överbelastningsförmåga skulle den efterfrågade effekten erhållas med tre Q38/Q39. Den totala installerade effekten via roterande omformare är 540 MVA. Tekniken med roterande omformare är inget som planeras fasas ut inom den närmsta framtiden. Under hösten 2010 togs en ny sorts omformarvagn fram i samarbete med Trafikverket, Jernbaneverket och Luleå Generatorservice (VG Power, 2011). Den är utformad med en generator som genererar 16,5 kV direkt⁵ vilket medför att transformatorn inte behövs som vidare leder till högre verkningsgrad på omformarvagnen.

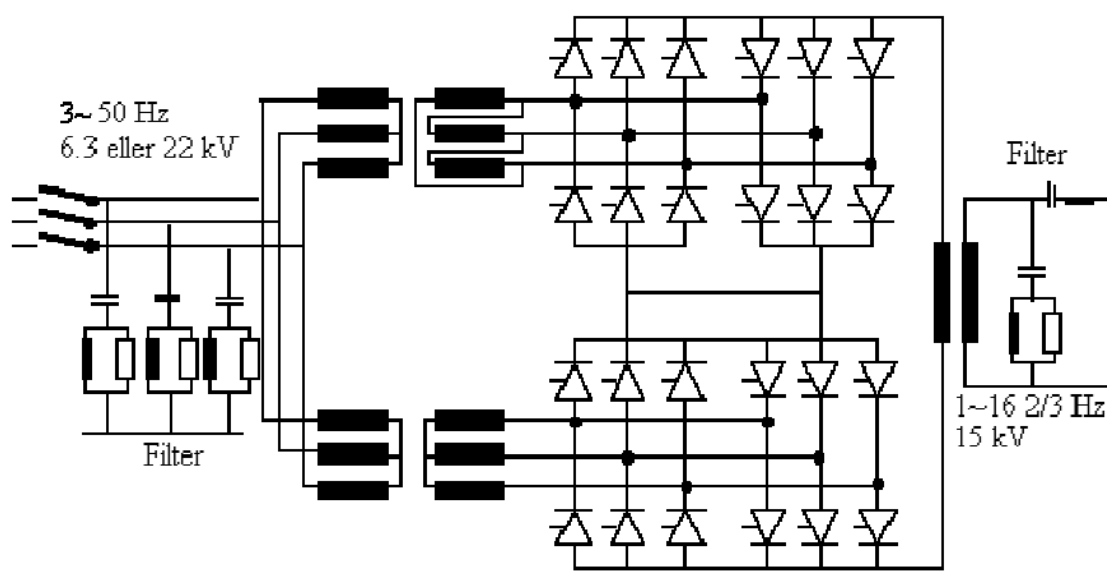
⁵ Greger Janson, Trafikverket

Tabell 3.1. Sammanställd information om roterande omformare (Banverket, 2003)

Beteckning	Q24/Q25	Q38/Q39	Q48/Q49
Genererad effekt	3,2 MVA	5,8 MVA	10 MVA
Max belastning under 6 min	4,8 MVA	8 MVA	14 MVA
Verkningsgrad	88,50 %	90,40 %	93 %
Antal	66 st	48 st	21 st
I drift	16 st	48 st	21 st
Vikt	122 ton	144 ton	197 ton
Längd	15,7 m	18 m	20 m

3.2 Statiska omriktare

Ett bra alternativ till de roterande omformarna när det gäller frekvensomformning är att använda statiska omriktare. Statiska omriktare installeras alltid permanent och placeras aldrig på en vagn som de roterande omformarna gör. De statiska omformarna har snabba start- och stopptider, hög verkningsgrad och kräver inte underhåll på samma sätt som de roterande omformarna. En nackdel är att det inte finns någon möjlighet att överbelasta de statiska omriktarna, vilket är möjligt med de roterande omformarna. De statiska omriktarna består av två ”grenar” med tolv tyristorer vardera. Varje gren är placerad mellan en trefastransformator och en enfastransformator, se figur 3.1 som visar en direktomriktare. För ett mer detaljerat kretsschema se appendix A1. De två ”grenarna” i kretsen skapas av en trefastransformator som har två sekundärlindningar. Den ena sekundärlindningen är D-kopplad och den andra är Y-kopplad. Detta är för att skapa en fasförskjutning mellan de två grenarna på 30° elektrisk vinkel (Adtranz Sweden, 1996).



Figur 3.1 Ett förenklat schema över en direktomriktare (Östlund, S, 2005). I den övre transformatorn är lindningarna YΔ-kopplade och i den undre transformatorn är lindningarna YY-kopplade.

Syftet med att medvetet göra en fasförskjutning är för att reducera strömövertoner till det matade nätet. Strömmen i_a delar upp sig i noden till två strömmar, i_{a1} och i_{a2} . Genom beräkningar kan Fourier-komponenterna för de olika strömmarna i_{a1} och i_{a2} kalkyleras fram (Mohan, N, 2003), se Figur 3.2.

$$i_{a1} = \frac{2\sqrt{3}}{2N\pi} I_d \left(\cos \theta - \frac{1}{5} \cos 5\theta + \frac{1}{7} \cos 7\theta - \frac{1}{11} \cos 11\theta + \frac{1}{13} \cos 13\theta \dots \right) \quad (3.1)$$

$$i_{a2} = \frac{2\sqrt{3}}{2N\pi} I_d \left(\cos \theta + \frac{1}{5} \cos 5\theta - \frac{1}{7} \cos 7\theta - \frac{1}{11} \cos 11\theta + \frac{1}{13} \cos 13\theta \dots \right) \quad (3.2)$$

där strömmen I_d kan ses som en konstant DC (likström) på grund av den förhållandevis stora induktansen L_d och N är lindningsomsättningsratio i transformatorn

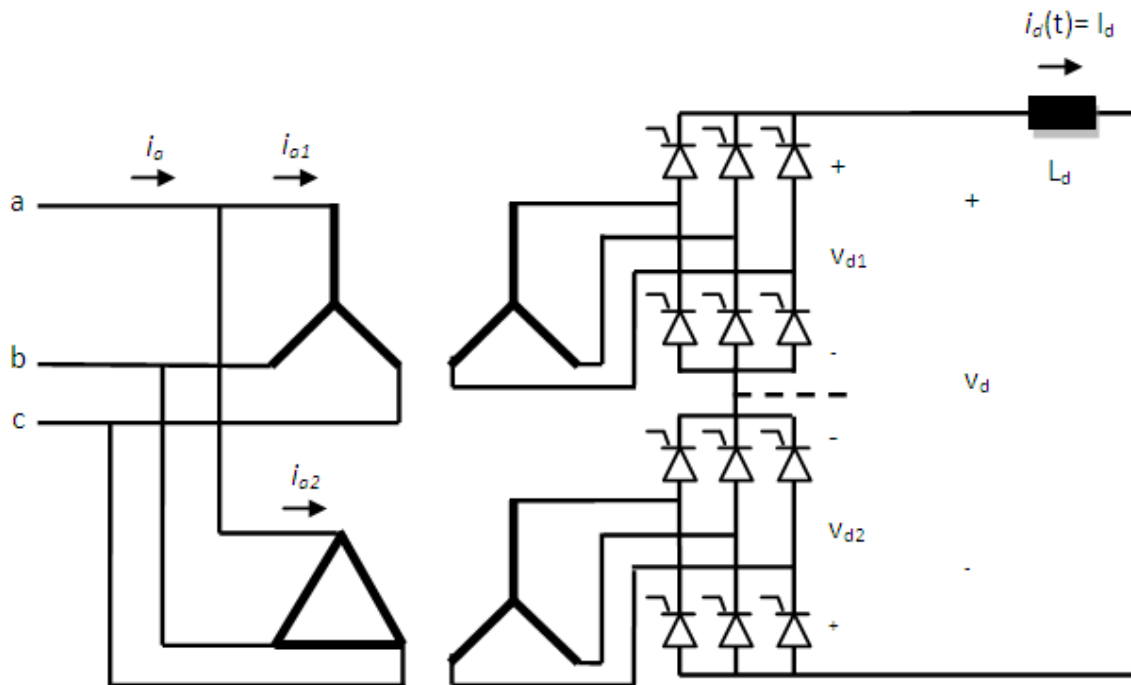
$$\theta = \omega t \quad (3.3)$$

där

$$\omega = 2\pi f \quad (3.4)$$

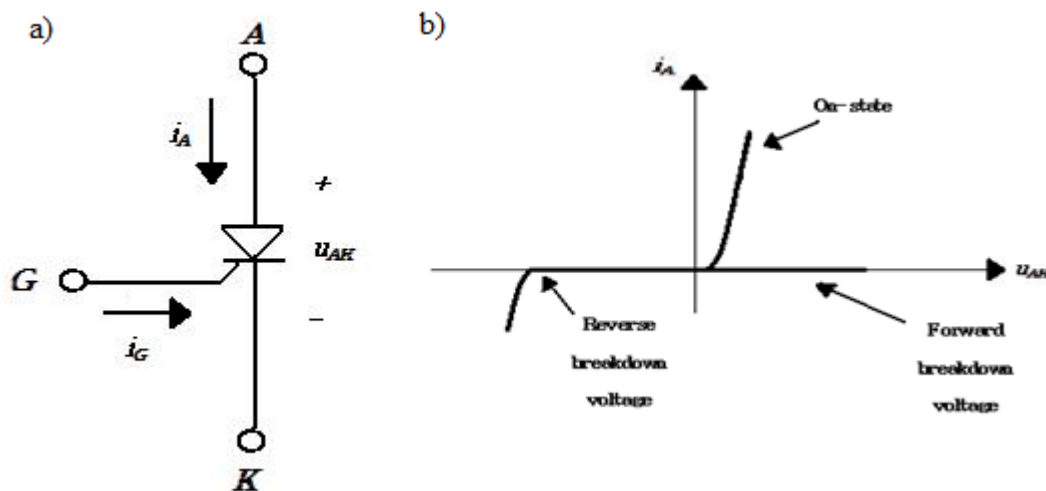
där f är frekvensen. Vilket medför att den totala strömmen i_a ,

$$i_a = i_{a1} + i_{a2} = \frac{2\sqrt{3}}{2N\pi} I_d \left(\cos \theta - \frac{1}{11} \cos 11\theta + \frac{1}{13} \cos 13\theta \dots \right) \quad (3.5)$$



Figur 3.2 Tolv-puls-tyristor omriktare som matas via två transformatorer. Den ena transformatorn är Y-Y kopplad och den andra är Δ-Y kopplad. Detta medför en förskjutning mellan i_{a1} och i_{a2} med 30° (elektriska)

En tyristors i - v (ström-spänning) karakteristik, se Figur 3.3b, liknar en diods i - v karakteristik. Tyristorn har en extra gate ingång, se Figur 3.3a. Med en puls från gate ingången kan tyristorn triggas till att leda ström. Tyristorn kan inte stängas av genom gate ingången utan slutar leda när anodströmmen blir negativ vid nollgenomgång (Mohan, N, 2003).



Figur 3.3 a) symbol för en tyristor och b) i - v karakteristiken för en tyristor

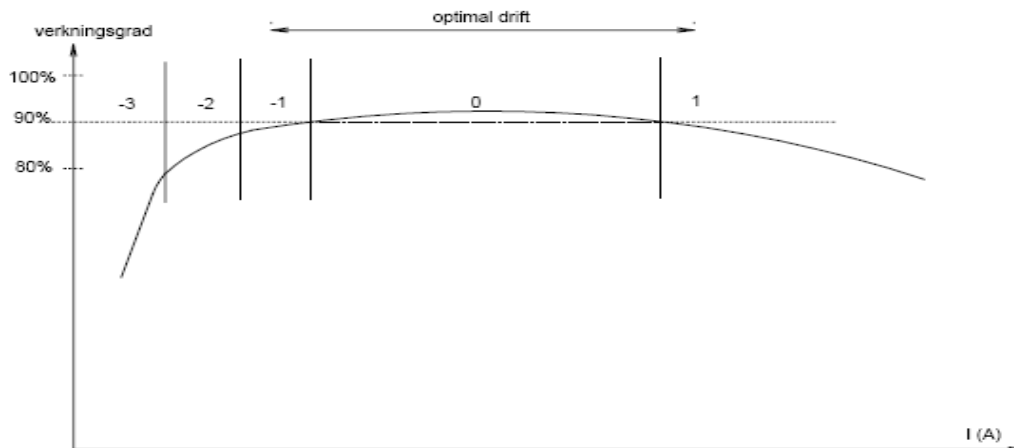
3.3 Startautomatiksystem

För att driva de roterande omformarna används ett automatiskt startsystem. Startsystemets huvudsyfte är att reglera tomgångsdriften för omformarna. Därmed minskas mycket dyrt tomgångsslitage. Systemets sekundära uppgift är att kontinuerligt ge driftinformation för respektive omformare till driftcentralen.

Det automatiska startsystemet styrs av ett PLC-system (Programmable Logic Controller). Styrdatoren finns på omformarstationen och är uppkopplad mot ett modem för att kunna kommunicera med bland annat driftcentralen. Styrsignalerna samt ström- och temperatursignaler ansluts via mätvärdesomvandlare direkt till PLC-systemet. Det automatiska startsystemet utvecklades av Banverkets avdelning för elkraft i samarbete med Vossloh, tidigare Novosignals. Startsystemet fungerar på så sätt att det försöker bygga upp ett körschema baserat på tidigare belastningar. Den totala generatorströmmen mäts var tredje sekund och systemet tar hänsyn till omformarstationens topp- och grundbelastningar. Uppmätta värden loggas i fem veckor för att ge ett bra underlag för en prognosuppbbyggnad. Det prognosvärde som presenteras anger lastens värde fem minuter efter att det har visats. Genom denna metod kommer omformarstationen med tiden att "lära sig" lastbehovet på den sträcka som den ska mata. Antalet start och stopp kommer att öka vilket ger minimal tomgångsdrift.

Vid Malmbanan används en grafisk tidtabell för att reglera styrningen. Startsystemet läser av tabellen för att veta när ett tåg kommer. Varje tågnummer i tabellen ger även information om tågtyp därmed kan en noggrann effektförbrukning beräknas.

Varje omformare är indelad i olika driftzoner, se Figur 3.5, som beskriver den aktuella lasten. Zon 0 är den mest gynnsamma och zon 1 är överbelastningszonen. Gränsvärdet mellan 0 och 1 anger vilken ström omformaren kan leverera. De negativa zonerna -1, -2 och -3 är tidsatta med kopplingszoner. Omformaren måste ligga kvar i den tid som gäller för zonen.

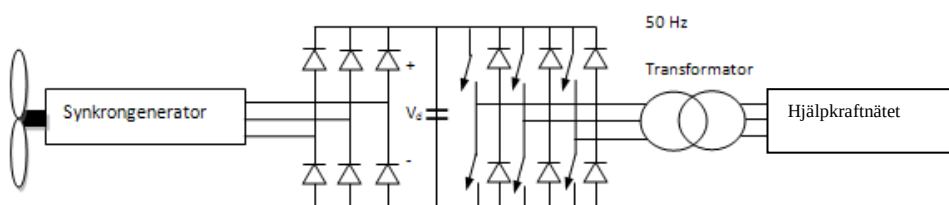


Figur 3.5 Driftzoner för en roterande omformare (Banverket, 2004)

Startsystemet kan också anpassa sig efter eventuella driftstörningar. Vid en plötslig lastökning, som startar omformarstationens samtliga omformare, kommer systemet att försöka starta om. Spänningsfall behandlas olika beroende på vilket nät som det sker på. Om spänningsfall skulle ske på 15 kV kontaktledningsnätet tillgrund av ett fel blockeras omformaren för manöver. Omformaren räknas bort från driften och en ny startas. Startsystemet fränkopplar omformarvagnen på den trefasiga 6,3 kV sidan som matar omformarvagnen. När sedan eventuella fel är åtgärdade kan startsystemet koppla till omformarvagnen igen (Banverket, 2004).

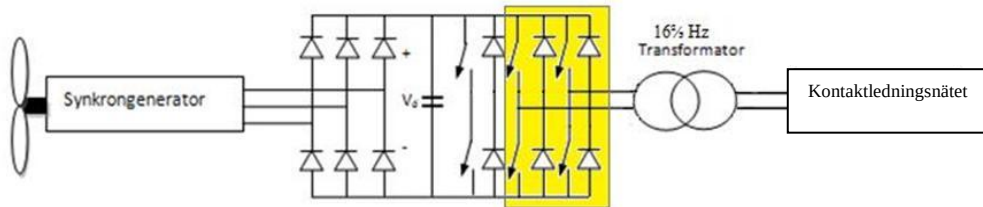
3.4 Frekvensomriktning mellan 16 $\frac{2}{3}$ Hz och 50 Hz

I projektet där möjligheten med vindkraft som energikälla till järnvägens kontaktlednings- och hjälpkraftssystem undersöks kommer frekvensomriktningen mellan 16 $\frac{2}{3}$ Hz och 50 Hz ske i den 6-puls diodomriktaren som placeras i varje vindkraftverk. Vindkraftverkets genererade växelspanning likriktas till en likspänning, se Figur 3.6.



Figur 3.6 Kretsschema över inkopplingen av ett vindkraftverk till hjälpkraftnätet. Pilarna i diodomriktaren är transistorer.

För användning som energikälla till hjälpkraftnätet skapar diodomriktaren en ”sinusvåg” med den fundamentala frekvensen 50 Hz som därefter filtreras, se kapitel 3.5, och transformeras upp till spänningen 22 kV som är tänkt att användas på den aktuella platsen.



Figur 3.7 Kretsschema över inkoppling av vindkraftverk till kontaktledningsnätet. Den del av diodomriktaren som är skuggad används.

För användning som energikälla till kontaktledningsnätet skapar diodomriktaren en ”sinusvåg” med den fundamentala frekvensen $16\frac{2}{3}$ Hz som filtreras och transformeras upp till spänningen 15 kV som används i kontaktledningsnätets AT-system, se kapitel 2.2. Målet med en trefasdiodomriktare, som kommer att användas i detta projekt, är att skapa och kontrollera en utgående trefasspänning med en ingående likspänning. Denna omriktare, se Figur 3.6, använder sig av tre ben, en för varje fas. Varje ben skapar en sinusformad utsignal som är inbördes fasförskjutet med 120° . Spänningsamplituden för varje enskilt ben beror bara på den ingående likspänningen och switchningsfrekvensen (Mohan, N, 2003).

Den största strömmen som elektroniken i diodomriktaren måste klara av beror på spänningen V_d som likriktaren producerar. V_d kan beräknas genom följande formel (Mohan, N, 2003).

$$V_d = \frac{1}{\pi/3} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} V_{LL} \cos(\omega t) d(\omega t) = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} V_{LL} = 1.35 V_{LL} \quad (3.5)$$

där V_{LL} är huvudspänningen. Spänningen från generatoren i vindkraftverken är 690 V. I detta fall blir

$$V_d = 1.35 \times 690 = 931,5 \text{ V.} \quad (3.6)$$

Den maximala effekten som ett av vindkraftverken kan generera är 3 MVA. Spänningen över dioderna och switcharna blir, på grund av de två kondensatorerna, $\frac{V_d}{2}$. Strömmen I_d , som varje ben måste klara av, från likriktaren kan nu beräknas (Mohan, N, 2003).

$$I_d = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times \frac{V_d}{2}} = \frac{3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times \frac{931,5}{2}} = 3,7 \text{ kA} \quad (3.7)$$

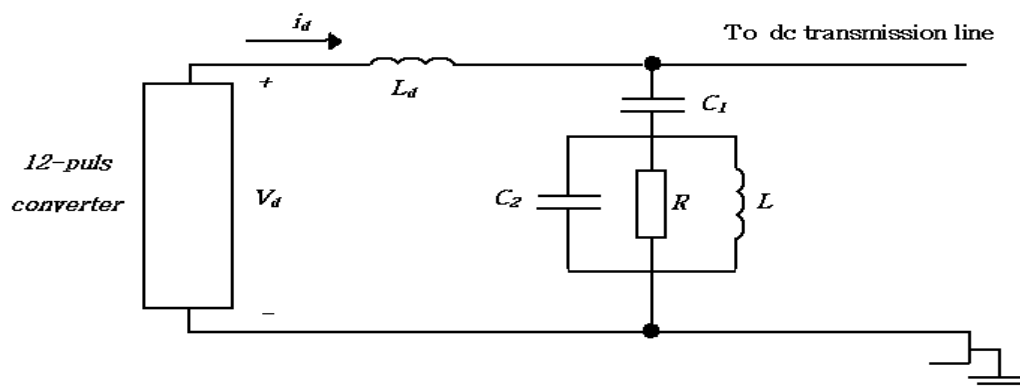
För att skapa och kontrollera den utgående trefasspänningen används PWM (Puls Width Modulation). Vid PWM används en triangulär spänningssvåg och tre kontrollspänningar, som är inbördes fasförskjutna med 120° , en för varje ben på diodomriktaren. Kontrollspänningarna jämförs med den triangulära vågen. Om kontrollspänningen, för respektive ben, är större än den triangulära vågen så sluts den övre switchen på benet. Om kontrollspänningen är mindre

så sluts den undre switchen på benet. På så sätt kan en trefassspänning för den fundamentala frekvensen skapas (Mohan, N, 2003).

3.5 Filter

I vindkraftverket finns det möjlighet att använda en likriktare tillsammans med en tolvpulstyristorbrygga, båda beskrivs i avsnitt 3.2. De statiska omriktarna skapar övertoner som kan interferera med närliggande telekommunikation och, framförallt i detta projekt, öka förlusterna i konventionella transformatorer med upp till 300 %, se kapitel 5, samt att de kan störa parallella styrsignaler inuti vindkraftverket. Det är därför viktigt att dämpa övertoner som produceras av både likriktaren samt växelriktaren. Omriktaren som tänkts användas i detta projekt, trefas diodomriktare, skapar också övertoner som måste dämpas, framförallt på enfas-sidan.

Efter likriktaren, som skapar spänningsövertoner av ordningen $h = 12k$, där k är ett heltal, används ett filter. Figur 3.11. Spänningsövertonernas amplitud beror på fördröjningsvinkeln och linjeinduktansen för AC-systemet som ska likriktas (Mohan, N, 2003).



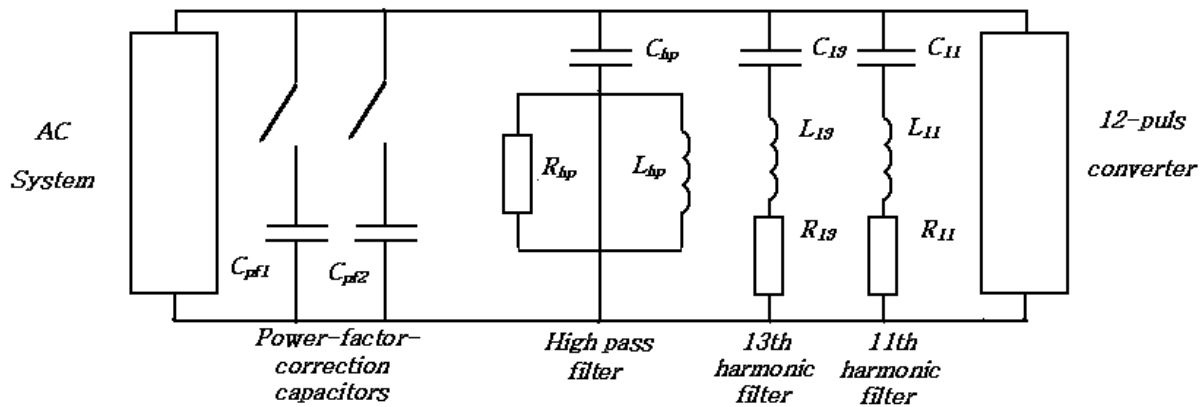
Figur 3.11 DC-filter

En stor induktans används för att släta ut likspänningen. Ett högpasfilter används också för att minska övertonströmmar på likströmsledningen. Högpasfiltret är designat så att det har en låg impedans vid $h = 12k$, frekvenserna (Mohan, N, 2003).

För en trefasdiodomriktare är övertoner bara ett problem om det tas ut en spänning mellan två faser vilket görs i detta projekt. Ett lågpasfilter, på tvåfassidan, som släpper igenom alla övertoner på de lägre frekvenserna är tillräckligt för detta projekt. Övertonerna som finns i varje enskilt ben är identiska med övertonerna i potentialen mellan ett av benen och nollpunkten, mellan kondensatorerna i figur 3.8, fast fasförskjutna så att de tar ut varandra. Det behövs därför inget filter på trefassidan.

12-puls-tyristorbryggan som finns i vindkraftverken skapar, enligt avsnitt 3.2, strömövertoner i ordningen $h = 12k \pm 1$, där k är ett heltal. Dessa övertoner måste dämpas för att undvika stora förluster i efterkommande transformatorer. Figur 3.12 visar kretsschemat för ett

lämpligt filter som även består av extra kondensatorer som kan kopplas in för att korrigera effektfaktorn (Mohan, N, 2003).



Figur 3.12 AC-filter med effektfaktorkorrigeringskondensatorer

De två första övertonerna, $h=5$ och $h=7$, som skapas av de två separata sexpuls-omvandlarna, tas ut av Y-Y respektive Δ -Y lindningarna i transformatorerna som kopplar samman de två sexpuls-omvandlarna.

Strömövertonerna $h=11$ och $h=13$ är de största som produceras av tolvpuls-tyristorbryggan och måste på grund av de stora effekterna dämpas separat. Kretsen i Figur 3.12 har ett strömfilter för både överton $h=11$ och $h=13$. Induktanserna och kapacitanserna för båda strömfilter väljs så att de skapar en låg impedans vid $h=11$ respektive $h=13$ frekvenserna. Strömmen väljer då att flyta igenom strömfiltret, på grund av den låga impedansen, istället för att fortsätta ut på nätet. Övertonerna förbränns sedan i en resistor. Resterande övertoner, $h > 13$, är betydligt mindre och kan därför dämpas tillsammans med ett högpasfilter (Mohan, N, 2003), (Thorborg, K, 1993).

Hela övertonsfiltret förser frekvensomvandlaren med en stor del nödvändig reaktiv effekt. Därför väljs ofta filterkapacitanserna så att deras totala genererade reaktiva effekt inte överstiger frekvensomvandlarens reaktiva effektbehov (Mohan, N, 2003).

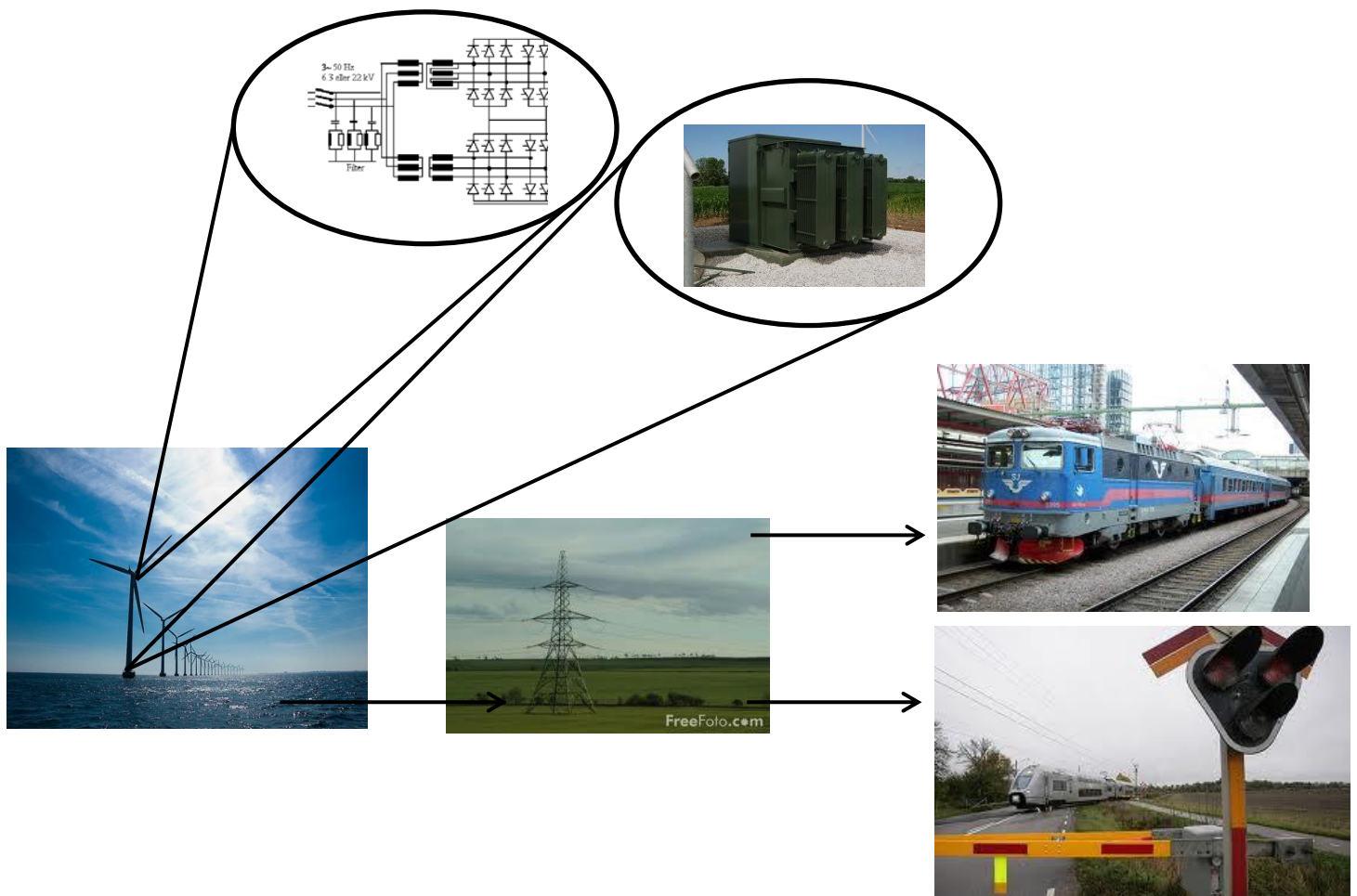
$$C_f = C_{11} + C_{13} + C_{hp} \quad (3.8)$$

Om frekvensomvandlaren skulle kräva extra reaktiv effekt, t.ex. vid låg last, kan de extra kondensatorerna anslutas för att korrigera effektfaktorn (Mohan, N, 2003).

Förutom DC-filtret i Figur 3.11 kommer det enbart användas ett lågpasfilter på, $16\frac{2}{3}$ Hz, tvåfassidan i detta system.

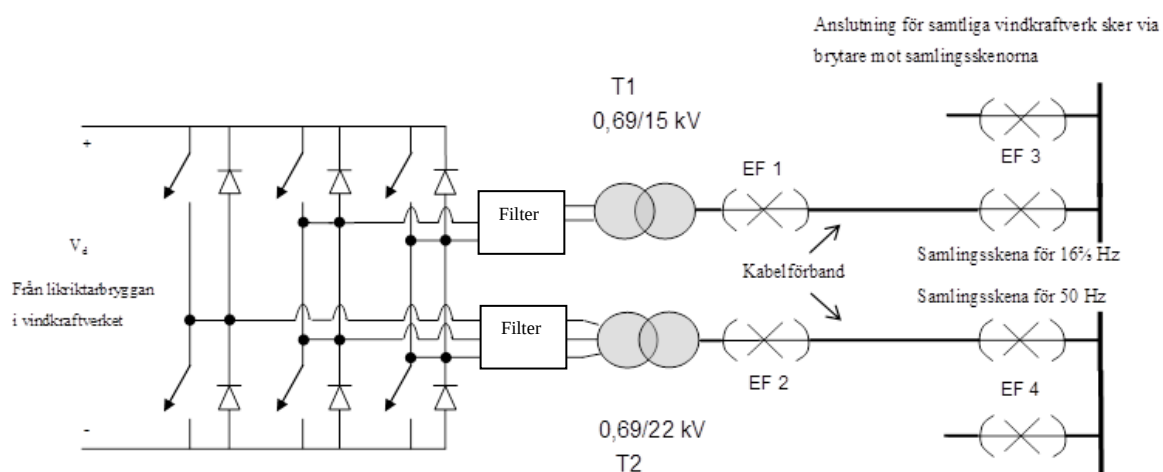
4. Systemlösningsförslag

För att på ett överskådligt sätt förstå tanken bakom kretsen i examensarbetet gjordes figur 4.1 som visar tankegången från vindkraftverken i vindkraftparken till trafiksignalerna längs järnvägslinjen. Figuren visar kraftelektroniken i vindkraftverken, transformatorerna som är placerade vid vindkraftverken och tågen och järnvägslinjerna som energiförsörjs av vindkraftparken.



Figur 4.1 Förslag till systemlösning som illustrerar allt ifrån kraftelektroniken i vindkraftverken till tågen längs de svenska järnvägarna. I figuren kan man dessutom se transformatorerna som är placerade vid vindkraftverken samt transmissionsledningarna från respektive vindkraftverk till samlingsskenorna.

I figur 4.2 visas en mer schematisk bild av det som figur 4.1 symboliserar. Systemet börjar i vindkraftverken i vindkraftparken (längst åt vänster i figur 4.2). Systemet som beskrivs i rapporten är utförd med två parallella kraftgrenar. Den del som skall energiförsörja kontaktledningsnätet transformeras via transformator T1 upp till 15 kV och är därefter ansluten till samlingsskenan för 16⅔ Hz. Den del som skall energiförsörja huvudledningsnätet transformeras via transformator T2 upp till 22 kV och är därefter ansluten till samlingsskenan för 50 Hz. EF 1- EF 4 är effektbrytare som används för att välja vilket utav kontaktledning- respektive hjälpkraftnätet som skall energiförsörjas. Effektbrytarna kan dessutom användas för att koppla från vindkraftverk och transformatorer vid exempelvis service.



Figur 4.2 Systemets utförande och dess komponenter. Längst åt vänster visas kraftelektroniken i vindkraftverken, därefter transformatorerna som är placerade vid vindkraftverken, effektbrytarna och längst åt höger samlingsskenorna för de två olika systemen.

5. Transformator

Vid varje vindkraftverk finns två olika transformatorer placerade, T1 och T2. De har för uppgift att transformera upp den genererade 690 V spänningen från generatoren till 22 kV för hjälpkraftnätet och 15 kV för kontaktledningsnätet. Den ena transformatorn är en trefastransformator som är tillverkad för frekvensen 50 Hz och den andra transformatorn är en enfastransformator som är tillverkad för 16⅔ Hz. Vindkraftverken i projektet är alla utformade med kraftelektronik för likriktning och frekvensomriktning. Kraftelektroniken orsakar övertoner som mäts i THD (Total Harmonics Distortion) ekvation 5.1 vilket medför stora förluster i form av koppar-, hysteres- och virvelströmsförluster i en konventionell transformator. Förlusterna hos en transformator består till viss del av tomgångsförluster, P_0 . Vid normaldrift av den inringade transformatorn i tabell 5.1.1 är $P_0 = 4,3 \text{ kW}$, vilket innebär procentuella förluster på

$$\frac{P_0}{S_n} = \frac{4,3 \times 10^3}{3 \times 10^6} \approx 0,14 \% \quad (5.1)$$

I det fall då kraftelektronik används kan bland annat tomgångsförlusterna bli 300 % större på grund av THD, vilket innebär $P_0 = 12,9 \text{ kW}$, vilket innebär procentuella förluster på

$$\frac{P_0}{S_n} = \frac{12,9 \times 10^3}{3 \times 10^6} \approx 0,43 \% \quad (5.2)$$

Men om en transformator med en kärna tillverkad av amorft stål⁶ används kan förlusterna minska med upp till 70 %. Materialet har goda magnetiska egenskaper vad gäller magnetisering och avmagnetisering, se appendix A2. Transformatorer med amorft stål i kärnan är alltid torrisolerade vilket är bra om brand till följd av fel i transformatorn uppstår. Vid brand i en oljefylld transformator är miljöpåverkan stor och i det avseendet så är de torrisolerade transformatorerna mycket skonsammare för miljön.

5.1 Trefastransformator 0,69/22 kV, 50Hz

Vid varje vindkraftverk placeras det en transformator som transformerar upp spänningen till 22 kV (hjälpkraftnätet), se figur 4.2. Transformatorns kärna är tillverkad av amorft stål. Transformatorn som används i detta projekt är hämtad från ABBs produktsortiment, den är torrisolerad och har data enligt Tabell 5.1.

⁶ Björn Bergström, Transformatorer, ABB Business center Göteborg

Tabell 5.1 Det inringade området anger data för den valda transformatorn i detta projekt (ABB, 2011)

Voltage range 24 kV (IP23)							
EcoDry ^{99Plus}							
Power [kVA]	u_k [%]	P_0 [W]	P_k at 120°C [W]	Length [mm]	Width [mm]	Height [mm]	Weight [kg]
630	4.0	1,250	5,100	2,010	1,830	2,100	3,450
800	6.0	1,500	5,950	2,190	1,880	2,100	3,700
1,000	6.0	1,800	7,360	2,400	1,930	2,300	4,550
1,250	6.0	2,100	8,860	2,460	1,930	2,500	5,400
1,600	6.0	2,400	10,700	2,610	1,980	2,550	7,150
2,000	6.0	3,000	13,800	2,610	1,980	2,700	7,050
2,500	6.0	3,600	16,680	2,610	2,030	2,900	8,250
3,150	7.0	4,300	22,000	2,730	2,030	3,050	8,900
4,000	7.0	5,100	28,000	2,790	2,080	3,150	9,000

Kortslutningseffekten, S_k (MVA), för en transformator kan beräknas enligt ekvation 5.3

$$S_k = \frac{100}{u_k} \times S_n \quad (5.3)$$

där transformatorns märkeffekt, S_n (MVA), och procentuellkortslutningsspänning, u_k . Kortslutningsströmmen, I_k (kA) vid varje transformator kan beräknas enligt ekvation 5.4 (Institutionen för Energi och miljö, 2009)

$$I_k = \frac{S_k}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (5.4)$$

där märkspänningen, U_n (kV), på den sidan av transformatorn som ska beräknas, antingen på primär- eller sekundärsidan. Kortslutningsströmmen och märkströmmen dimensionerar brytarna. Märkströmmen, I_n (kA), kan beräknas enligt ekvation 5.5

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (5.5)$$

Nedan i ekvation 5.6–5.8 redovisas beräkningar på transformatorn med hjälp av ekvationerna 5.3–5.5 och data från Tabell 5.1.1.

$$S_{k_1} = \frac{100}{7} \times 3,15 \times 10^6 = 45 \text{ MVA} \quad (5.6)$$

$$I_{k_{22kV}} = \frac{45 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 22 \times 10^3} = 1,18 \text{ kA} \quad (5.7)$$

$$I_{n_{22kV}} = \frac{3,15 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 22 \times 10^3} = 82,7 \text{ A} \quad (5.8)$$

5.2 Transformator 0,69/15 kV, 16⅔ Hz

Den transformator som är ansluten till samlingsskenan för 16⅔ Hz (kontaktledningsnätet) och som används för att transformera upp spänningen till 15 kV från 690 V är en enfas transformator, se figur 4.2. Även denna transformator har en kärna tillverkad av amorft stål. Antagna värden för $S_n = 3,15$ MVA och $u_k = 7\%$ används i beräkningarna. Nedan redovisas beräkningar på kortslutningsströmmar för transformatorn på 15 kV enfassidan med hjälp av ekvationerna 5.9–5.10.

$$I_{k_{15kV}} = \frac{45 \times 10^6}{15 \times 10^3} = 3,00 \text{ kA} \quad (5.9)$$

$$I_{n_{15kV}} = \frac{3,15 \times 10^6}{15 \times 10^3} = 210,0 \text{ A} \quad (5.10)$$

Tabell 5.2 Beräknade värden för transformatorerna

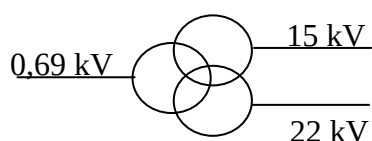
	Transformator 3,15 MVA	
Märkspänning	0,69/15 [kV]	0,69/22 [kV]
Kortslutningseffekt	45 MVA	45 MVA
	Sekundär	Sekundär
Kortslutningsström	3,00 kA	1,18 kA
Märkström	210,0 A	82,7 A

5.3 Beräkningar på de olika frekvensernas inverkan på transformatorn

För beräkningar på transformatorer kan bland annat transformatorformeln (Hallenius, K-E, 1972) användas som är

$$E = 4,44fNA_{Fe}B_{\max} \quad (5.11)$$

Där den inducerade spänningen, E (V/m²), över lindningen, frekvensen, f (Hz), antalet varv, N , på lindningen, tvärsnittsarean, A_{Fe} (m²), på den verksamma järnkärnan i transformatorn och toppvärdet på magnetiska flödestätheten, $B_{\max}$ (T). Om man antar att en transformator används till både 16⅔ Hz och 50 Hz kommer det att ställa lite olika krav på bland annat kärnans tvärsnittsarea i transformatorn. Låt transformatorn vara Y-kopplad i samtliga lindningar och se ut enligt följande



Figur 5.1 En bild på en transformator med en primär lindning och två sekundära lindningar

Spänningsomsättningslagen ger följande samband mellan spänningsnivåerna och lindningsvarv

$$\frac{U_1}{U_2} \cong \frac{N_1}{N_2} \quad (5.12)$$

vilket ger att den ena lindningsomsättningen, låt kalla den för oms₁, blir

$$oms_1 = \frac{U_1}{U_2} = \frac{690}{15 \times 10^3} \cong \frac{1}{22} = \frac{N_1}{N_2} \quad (5.13)$$

omsättningsförhållandet 1:22, och den andra lindningsomsättningen, låt kalla den för oms₂, blir

$$oms_2 = \frac{U_1}{U_2} = \frac{690}{22 \times 10^3} \cong \frac{1}{32} = \frac{N_1}{N_2} \quad (5.14)$$

omsättningsförhållandet 1:32. För att få en uppfattning om hur de olika frekvenserna påverkar storleken och förlusterna hos transformatorn antogs två fall, fall 1 och fall 2.

Fall 1: Vindkraftverket är anslutet till kontaktledningsnätet. Transformatorn används för att transformera spänningen från 690 V till 15 kV, frekvensen är 16⅔ Hz. Vid beräkning med hjälp av ekvation 5.11 blir ekvation 5.15

$$15 \times 10^3 = 4,44 \times A \times B_{\max} \times 16,667 \times 22 \rightarrow A \times B_{\max} = 9,214 \quad (5.15)$$

Fall 2: Vindkraftverket är anslutet till hjälpkraftnätet. Transformatorn ska användas till att transformera spänningen från 690 V till 22 kV. Vid beräkningar med hjälp av ekvation 5.11 blir ekvation 5.16

$$22 \times 10^3 = 4,44 \times A \times B_{\max} \times 50 \times 32 \rightarrow A \times B_{\max} = 3,097 \quad (5.16)$$

Antag att B_{max} är konstant i de båda fallen. Från ekvationerna 5.15–5.16 fås då att tvärsnittsarean blir ca tre gånger större i det fallet då frekvensen är 16⅔ Hz.

De förluster som är beroende av frekvensen är tomgångsförlusterna. P₀ är tomgångsförlusten för transformatorer består av P_h är hysteresförluster och P_v är virvelströmsförluster (Hallénus, K-E, 1972). Tomgångsförlusten beräknas enligt

$$P_0 = P_h + P_v \quad (5.17)$$

där hysteresförlusten i transformatorns kärna representeras av ommagnetiseringsarbete är W_h, per tidsenhet. Man kan approximativt säga att ommagnetiseringsarbetet varierar kvadratisk med flödestätheten, B. Hysteresförlusten kan då beräknas enligt

$$P_h = \frac{W_h}{T} = W_h \times f = c_h \times B^2 \times f \quad (5.18)$$

där T är periodtiden och c_h är konstant. Om ekvationerna 5.11 och 5.18 kombineras kan följande samband härledas

$$P_h = k_h \times \frac{E^2}{f} \quad (5.19)$$

För att beräkna virvelströmsförlusterna ger (Hallenius, K-E, 1972) följande samband

$$P_v = k_v \times E^2 = c_v \times B^2 \times f^2 \quad (5.20)$$

där c_v och k_v är konstanter. Om ekvationerna 5.17, 5.19 och 5.20 kombineras kan följande samband tas fram

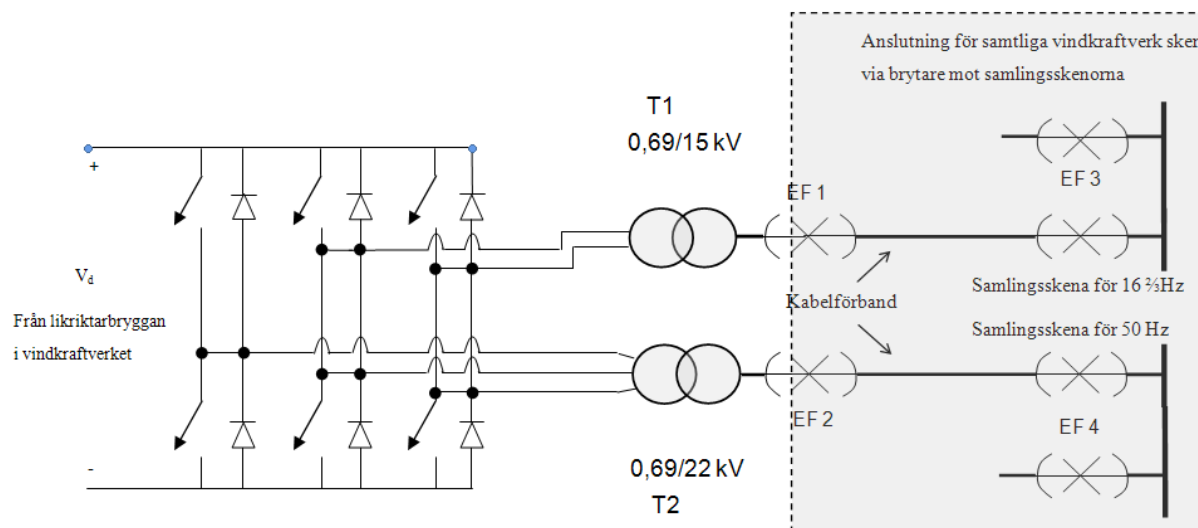
$$P_o = k_h \times \frac{E^2}{f} + k_v \times E^2 \quad (5.21)$$

Detta visar att tomgångseffekten ökar linjärt när frekvensen sjunker. Om frekvensen blir tre gånger högre minskar tomgångseffekten till en tredjedel. Detta leder att transformatorerna har onödigt stora transformatorkärnor vid drift i fall 2.

I det system som beskrivs i denna rapport väljs lösningen med två separata transformatorer för de två kraftgrenarna.

6. Brytare

Effektbrytarna (EF) som är placerade efter transformatorerna dimensioneras för att klara märk- och kortslutningsström i de respektive kretsarna. Den del som behandlas i kapitel 6 är den inringade del av kretsen i Figur 6.1.



Figur 6.1 Schema över kretsen från omriktaren i vindkraftverken till samlingsskenorna.

6.1 Trafikverkets brytare för 12-24 kV/50Hz

De brytarna som används av Trafikverket idag vid inkopplingspunkter för matning av hjälpkraftnätet är trepoliga vakuumbrytare, alternativt brytare med svavelhexafluorid (SF_6), så kallade SF_6 -brytare. Brytarna manövreras via manöverdon. Brytarna och manöverdonen är tillverkade med avsikt att hålla i mer än 30 år (Banverket, 1993) eller för att kunna bryta kretsen vid märkström minst 10 000 gånger samt bryta kretsen vid märkbrytförmåga 10 gånger.

Tabell 6.1 Teknisk data för de 24 kV effektbrytare Trafikverket använder (Banverket, 1993)

Märkdata för effektbrytare 24 kV	
Märkspänning	24 kV
Isolationsnivå	50/125 kV
Märkfrekvens	50 Hz
Märkström	Beror på inkopplingspunkten

6.2 Trafikverkets brytare för 16,5 kV/16 $\frac{2}{3}$ Hz

De brytarna som Trafikverket använder sig av vid inmatningspunkterna på kontaktledningsnätet är enpoliga vakuumbrytare. Likt brytarna för 12-24 kV 50 Hz är dessa brytarna också manövrerade av manöverdon. Brytarna och manöverdonen är tillverkade med avsikt att hålla i cirka 30 år. Brytarna ska dessutom klara 20 000 brytningar vid märkström och 30 brytningar vid märkbrytförmåga.

Tabell 6.2 Teknisk data för de 15 kV effektbrytare Trafikverket använder (Banverket, 1993)

Märkdata för effektbrytare 15 kV	
Märkspänning	16,5 kV
Isolationsnivå	50/125 kV
Märkfrekvens	16 2/3 Hz
Märkström	2000 A
Brytförmåga	25 kA

6.3 Brytare för 15 kV/16 $\frac{2}{3}$ Hz

Effektbrytaren EF 1 som är placerade efter transformatorn i den del av kretsen som har frekvensen 16 $\frac{2}{3}$ Hz och spänningen 15 kV. Dessa ska dimensioneras för en märkström $I_n = 210,0$ A och en kortslutningsström $I_k = 3,00$ kA. Lämplig brytare i projektet är den inringade i Tabell 6.3.

Tabell 6.3 Tabell över olika vakuumbrytarna för spänningen 15-38 kV som ABB tillhandahåller (ABB, 2011)

ANSI Dead Tank Vacuum Mechanical Circuit Breaker Type V

Voltage Class (kV)	BIL (kV)	Load Current (A)	Interrupting Capacity (kA RMS)
15	110	1,200	25-40
15	110	2,000	25-40
27	125-200	1,200	25-40
27	125-200	2,000	25-40
38	125-200	1,200	25-40
38	125-200	2,000	25-40

6.4 Brytare för 22 kV/50 Hz

Effektbrytaren EF 2 är dimensionerad för att bryta den del av kretsen som har frekvensen 50 Hz och spänningen 22 kV. Brytaren ska vara 3-polig, den ska klara en märkström $I_n = 82,7 \text{ A}$ och en kortslutningsström $I_k = 1,18 \text{ kA}$. Lämplig brytare är inringad i Tabell 6.5.

Tabell 6.4 Beräknade värden för transformatorerna som används i systemet

	Transformator 3,15 MVA	
Märkspänning	0,69/15 [kV]	0,69/22 [kV]
Kortslutningseffekt	45 MVA	45 MVA
	Sekundär	Sekundär
Kortslutningsström	3,00 kA	1,18 kA
Märkström	210,0 A	82,7 A

Tabell 6.5 Tabell över olika vakuumbrytare för spänningen 15-27 kV som ABB tillhandahåller (ABB, 2011)

ANSI Dead Tank Vacuum Magnetic Circuit Breaker R-MAG			
Ratings			
Voltage Class (kV)	Full Wave Withstand BIL (kV)	Continuous Current (A)	Short Circuit Interrupting Current at Contact Pan (kA RMS Sym/Asym)
15	110	800	12.5 / 14.4
15	110	800	20 / 23.1
15	110	800	25 / 29
15	110	1,200	12.5 / 14.4
15	110	1,200	20 / 23.1
15	110	1,200	25 / 29
15	110	2,000	12.5 / 14.4
15	110	2,000	20 / 23.1
15	110	2,000	25 / 29
15	110	3,000	12.5 / 14.4
15	110	3,000	20 / 23.1
15	110	3,000	25 / 29
27	125/150	1,200	12.5 / 15
27	125/150	1,200	20 / 24
27	125/150	1,200	25 / 29
27	125/150	2,000	12.5 / 15
27	125/150	2,000	20 / 24
27	125/150	2,000	25 / 29

6.5 Brytare mot samlingsskenorna

Brytarna EF 3 och EF 4 är den sista delen i kretsen före samlingsskenorna. Samtliga sju kontaktledningskretsar och huvudledningskretsar är kopplade via effektbrytarna mot samlingsskenorna. En tänkbar plats för vindkraftparkens samlingsskenor medför en genomsnittlig kabellängd mellan EF 1 och EF 3 respektive EF 2 och EF 4 på ca 1 km. För att få en uppfattning om hur impedansen i kraftkablarna påverkar märk- och kortslutningsströmmarna hos brytarna beräknas impedansen på kraftkablarna mellan vindkraftverken och samlingsskenan i förhållande till impedansen i det övriga systemet enligt

$$Z_{k\text{trafo}} = \frac{U^2}{S_k} \quad (6.1)$$

vilket medför ett Z_k för transformator T1 på

$$Z_{kT1} = \frac{(15 \times 10^3)^2}{45 \times 10^6} = j5 \, \Omega/\text{fas} \quad (6.2)$$

och ett Z_k för transformator T2 på

$$Z_{kT2} = \frac{(22 \times 10^3)^2}{45 \times 10^6} = j10,756 \, \Omega/\text{fas} \quad (6.3)$$

Vid beräkningar på XLPE-kraftkabeln från ABB (ABB, 2007) används följande data

Induktans $L = 0,00031 \, \text{H}/\text{fas}, \text{km}$

Resistans $R = 0,116 \, \Omega/\text{fas}, \text{km}$

Reaktansen i kabeln är beroende av frekvensen enligt

$$X_L = j\omega L = j2\pi fL \quad (6.4)$$

där X_L = induktiv reaktans för kabeln i fallet med $16\frac{2}{3} \, \text{Hz}$ blir

$$X_{L_{16\frac{2}{3} \, \text{Hz}}} = j2 \times \pi \times 16,667 \times 0,00031 = j0,0325 \, \Omega/\text{fas}, \text{km} \quad (6.5)$$

och X_L för kabeln i fallet med $50 \, \text{Hz}$ blir

$$X_{L_{50 \, \text{Hz}}} = j2 \times \pi \times 50 \times 0,00031 = j0,0974 \, \Omega/\text{fas}, \text{km} \quad (6.6)$$

vilket medför att Z_k för kabeln i $16\frac{2}{3} \, \text{Hz}$ fallet blir

$$Z_{k\text{kabel}_{16\frac{2}{3} \, \text{Hz}}} = \sqrt{R^2 + X_L^2} = \sqrt{0,116^2 + 0,0325^2} \approx 0,120 \, \Omega/\text{fas}, \text{km} \quad (6.7)$$

och Z_k för kabeln i fallet med $50 \, \text{Hz}$ blir

$$Z_{k\text{kabel}_{50 \, \text{Hz}}} = \sqrt{R^2 + X_L^2} = \sqrt{0,116^2 + 0,0974^2} \approx 0,151 \, \Omega/\text{fas}, \text{km} \quad (6.8)$$

vilket medför ett Z_k för $1 \, \text{km}$ kraftkabel i de båda fallen blir

$$Z_{k_{kabel\,16\frac{2}{3}\,Hz\,1\,km}} = 0,120 \, \Omega/\text{fas. km} \times 1\text{km} = 0,120 \, \Omega/\text{fas} \quad (6.9)$$

$$Z_{k_{kabel\,50\,Hz\,1\,km}} = 0,151 \, \Omega/\text{fas. km} \times 1\text{km} = 0,151 \, \Omega/\text{fas} \quad (6.10)$$

vilket är en liten impedans i jämförelse med Z_k för transformatorerna T1 och T2 och ger en liten förändring på kortslutningsströmmen I_k ,

$$I_{k_{T1\,16\frac{2}{3}\,Hz}} = \frac{U}{Z} = \frac{15 \times 10^3}{(0,116 + j(5 + 0,120))} \approx 2,93 \text{ kA} \quad (6.11)$$

i jämförelse med I_k för den sidan av transformator T1 om man försummar kabeln som är 3,00 kA, och I_k för T2

$$I_{k_{T2\,50\,Hz}} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z} = \frac{22 \times 10^3}{\sqrt{3} \times (0,116 + j(10,756 + 0,151))} \approx 1,17 \text{ kA} \quad (6.12)$$

där I_k utan kabel för den sidan av transformator T2 var 1,18 kA

De olika nivåerna på brytarnas egenskaper ökar med förhållandevis stora diskreta steg och kabel impedansen kan därför försummas. Vilket medför att EF 1 och EF 3 är av samma utförande. Även EF 2 och EF 4 är av samma utförande.

EF 1 dimensioneras för en märkström $I_n = 210,0 \text{ A}$ och en kortslutningsström $I_k = 3,00 \text{ kA}$ och EF 2 dimensioneras för en märkström $I_n = 82,7 \text{ A}$ och en kortslutningsström $I_k = 1,18 \text{ kA}$

6.6 Möjlighet att energiförsörja de två olika näten

Omkopplingen mellan de två frekvensnivåerna i kopplingen görs med hjälp av den statiska omriktaren som är placerad i respektive vindkraftverk. De olika delarna i kopplingen (16 $\frac{2}{3}$ Hz och 50 Hz) kan aldrig vara inkopplade samtidigt på grund av att i det ena fallet omriktas energin från vindkraftverket till trefasig spänning med frekvensen 50 Hz och i det andra fallet enfasig spänning med frekvensen 16 $\frac{2}{3}$ Hz. Detta medför att de båda näten alltid kommer vara frånkopplade från vindkraftsparken när omkoppling sker, vilket gör att omkoppling inte kan ske när linjen belastas av tåg. Omkopplingstiden är beroende av hur snabbt brytarna kan bryta respektive sluta den aktuella kretsen, relätiden, signaltiden och så vidare vilket kan ske på mindre än 1 sekund.

I systemet som beskrivs i rapporten väljs de olika effektbrytarna EF 1- EF 4 med de märkströmmar och kortslutningsströmmar som beskrivs i kapitel 6.3-6.5 och som sammanställs i tabell 6.4. Impedansen för kraftkablarna är i förhållande till övriga systemet liten och kan därmed försummas.

8. Vindpark

Vindkraftparken i detta projekt måste kunna generera minst 20 MW för att tillfredsställa effektförbrukningen på sträckan Örnsköldsvik–Umeå. Parken ska placeras i närheten av Botniabanan.

8.1 Beskrivning av vindkraftverken

Vindkraftverken som anses lämpliga till denna vindkraftanläggning är av typen WWD-3 och tillverkas av företaget WinWind. WWD-3 vindkraftverken är anpassade för både kust- och inlandsbaserade vindkraftsparker och har en rotordiameter på 109 m. Det finns även en 90 m version för vindhastigheter högre än klass 2, 8,1–10,5 m/s. Vindkraftsverken börjar generera effekt vid 4 m/s och vid 20-25 m/s frikopplas rotorn för att generatoren inte ska skadas. WWD-3 antas ha en livslängd 20 år. Tornen finns i höjderna 80, 88 och 100 m. Kusten längst Botniabanan har vindhastigheter runt 6-7,5 m/s på 103 m höjd. En rotordiameter på 109 m och tornhöjd på 100 m är då lämpligt för detta projekt (Vindlov Kartstöd, 2010).

Vindkraftverken använder sig av en trebladsturbin samt en permanentmagnetiserad synkrongenerator som kan generera upp till 3 MW. I nacellen, maskinhuset ovanpå tornet, finns även en statisk frekvensomriktare, som kan omforma till alla vanliga nätfrekvenser, samt filter för att reducera övertoner som kraftelektroniken skapar. Den statiska frekvensomriktaren består av två parallella IGBT- omvandlare som bildar en tolvpulstyristorbrygga som beskrivs i avsnitt 3.4. Vardera omriktare kan matas med max 1,5 MW. Om en av IGBT - omriktarna skulle sluta fungera så kan turbinen fortfarande generera effekt genom att operera på den kvarstående omvandlaren. Vid lägre vindhastigheter kan en omvandlare kopplas bort för att minska omvandlings- och värmeförluster.

WWD-3 vindkraftverken använder sig av ett avancerat kontrollsystem för att reglera turbinen så att reaktiv effekt, spänning samt effektfaktor kan optimeras och anpassas till det anslutna nätets krav.

Kraftverken kan hantera kortslutnings- och jordfel för alla faser. Vindkraftens totala aktiva effekt kan lätt regleras mellan 20-100 %, utan steg, och uppnå den önskade effektnivån inom 60 sekunder (WinWinD, 2011), (WWD-3, 2011).

Vindkraftsparken i detta projekt måste kunna producera minst 20 MW till inmatningspunkten, vilket framgår i avsnitt 2.4. Sju stycken vindkraftverk som kan generera upp till 3 MW täcker den nödvändiga effekten.

Antag att varje vindkraftverk måste befinna sig minst 500 m ifrån varandra. Med detta avstånd finns det ingen risk för att ett fallande vindkraftverk skulle kunna skada närliggande verk. Detta avstånd skapar utrymme för montering samt plats för vägar mellan verken. Med det ovanstående antagandet kan en park med en storlek på 1x2 km vara tillräckligt stor samt ge utrymme för en samlingspunkt i någon ände av parken och möjligtvis skapa plats åt

8.2 Projektering en vindkraftpark

Första steget i projekteringen av en vindkraftsanläggning är att hitta ett lämpligt placeringsområde. För att få en generell uppfattning om var en god anläggningsplats kan finnas kan man använda sig av Energimyndighetens, gjorda av Uppsala universitet, vindkartor. Dessa täcker hela Sverige och anger årsmedelvindarna (m/s) för 17 olika områden, upp till 103 m höjd ovan nollplansförskjutningen. Nollplansförskjutningen är den gräns över marken som upplevs som marknivå av vinden, till exempel över 20 m hög skog. Vindförhållanden kan också anges i energiinnehåll per kvadratmeter (kWh/m^2). Ett vindkraftsverk genererar energi, under optimaldrift, mellan vindhastigheterna 4-25 m/s. Dessa vindförhållanden uppnås oftast vid bergstoppar, längst kuster eller till havs. Storleken på den energi som kan utvinnas varierar kraftigt beroende på hur goda vindförhållandena ser ut på anläggningsplatsen (Vindlov, 2009), (Uppsala universitet, 2008), (Liten Vindkraft, 2009).

Vindkraftsparken i detta projekt anses vara en stor landbaserad anläggning eftersom det kommer att krävas flera enskilda vindkraftsverk för att uppnå den önskade effekten. I miljöbalken, bilagan till förordningen om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd (1998:899), framgår följande definitioner av en stor vindkraftsanläggning (Notisum Lagbok, 2011):

§40.90 verksamhet med:

1. Två eller fler vindkraftverk som står tillsammans och vart och ett av vindkraftverken inklusive rotorblad är högre än 150 meter.
2. Ett vindkraftverk som inklusive rotorblad är högre än 150 meter och står tillsammans med en sådan gruppstation som avses i 1.
3. Ett vindkraftverk som inklusive rotorblad är högre än 150 meter och står tillsammans med ett annat sådant vindkraftverk, om verksamheten påbörjades efter att verksamheten med det andra vindkraftsverket påbörjades.

§40.95 verksamhet med:

1. Sju eller fler vindkraftverk som står tillsammans (gruppstation) och vart och ett av vindkraftverken inklusive rotorblad är högre än 120 meter.
2. Ett vindkraftverk som inklusive rotorblad är högre än 120 meter och står tillsammans med en sådan gruppstation som avses i 1.
3. Ett eller fler vindkraftverk som vart och ett inklusive rotorblad är högre än 120 meter och står tillsammans med så många andra sådana vindkraftverk att gruppstationen sammanlagt består av minst sju vindkraftverk, om verksamheten påbörjas efter att verksamheten eller verksamheterna med de andra vindkraftverken påbörjades.

Om en vindkraftsanläggning kan beskrivas enligt ovanstående definitioner anses den vara tillståndspliktig. Beslut om tillstånd enligt miljöbalken fattas av länsstyrelsen eller kommunen. För att bygget av vindkraftsparken ska godkännas behövs stöd från kommunen samt tillstånd enligt miljöbalken kapitel 9. En bygganmälan måste också göras enligt plan och

bygglagen (1987:10) men bygglov krävs inte för en anläggning som är tillståndsgiven enligt ovanstående definitioner (Vindlov, 2009).

En vindkraftsanläggning tar upp mycket mark. Det är inte bara tomten för vindkraftverken och transformatorerna som kräver utrymme. Vägar och ledningar måste dras till tomten, kanske genom skog eller någon annans mark, under byggnadsfasen krävs även plats för stora kranar samt monteringsutrymme. Vindkraftverk, vägar och ledningar måste också placeras och dras med hänsyn till grundvattenskällor (Vindlov, 2009).

En vindkraftspark har en medellivslängd på cirka 20-25 år, men livslängden kan förlängas genom renovering (Vattenfall, 2011). Tiden för planerings- och byggarbete beror på vindkraftsanläggningens storlek men det brukar ta minst 5 år. Marken måste därför säkerställas i minst 25 år. Detta kan göras genom bland annat arrendeavtal, mark mot betalning, enligt reglerna om anläggningsarrende jordabalken kap 11. Under byggnadsfasen kan det behövas flera extra vägar fram till anläggningen för tunga fordon samt transport av vindkraftsverken. Det är möjligt att skaffa tillfälligt tillstånd att använda närliggande vägar under byggnadsarbetet enligt anläggningslagen (1973:1 149) (Vindlov, 2009).

För att ansluta vindkraftsanläggningen till elnätet kan ledningsrätt utnyttjas. Ledningsrätt innebär att annans mark kan användas för lednings enda mål, enligt ledningsrättslagen (1973:1 144). Ledningsrätt ges av Lantmäteriförvaltningen (Vindlov, 2009).

Försvarsmakten måste informeras om den planerade vindkraftsanläggningens position och deras synpunkter måste tas till hänsyn. Enligt miljöbalken måste åtgärder som på något sätt kan hindra försvarsmaktens aktiviteter undvikas. Närliggande flygplatser måste också informeras om positionen då flyg på lägre höjder, så som skogsbrandsbekämpning, polis- och ambulanshelikoptrar, kan påverkas av större vindkraftsverk. Passagerarflygplan påverkas, på grund av sin höga flyghöjd, bara vid start och landning. Vindkraftsverk får inte placeras så att de på något sätt kan påverka trafiksäkerheten på närliggande vägar. Minsta tillåtna avståndet till järnväg är samma som vindkraftsverkets totalhöjd. För elledningar gäller det att vindkraftverket måste ha ett tillräckligt avstånd så att det inte kan falla över ledningen samt att vindkraftverkets jordpunkter inte får vara i närheten av ledningen. Stora vindkraftsverk med metallrotor kan påverka telekommunikation, speciellt lokala fasta radiosystem. Så tidigt som möjligt måste man börja ta hänsyn till skyddade natur- och miljöområden. (Vindlov, 2009).

8.3 Placeringsförslag

En lämplig plats för vindkraftsanläggningen kan vara Ällön, öster om Örnsköldsvik. Här ligger vindhastigheterna runt 6-7.5 m/s. Vindkraftsanläggningen ligger där väl isolerat från boplatser och industrier. Ön rymmer en vindkraftsanläggning i storleken 1x2 km.

9. Slutsatser

I detta projekt har ett sytemförslag tagits fram för att strömförsörja Botniabanans enfas, 16⅔ Hz, kontaktledningsnät och trefas, 50 Hz, hjälpkraftnät från en vinkraftpark.

För frekvensomvandlingen i detta projekt kommer en trefasdiodomriktare användas, på grund av att den är av ett enkelt utförande och skapar väldigt lite övertoner. Samtlig kraftelektronik som används i detta projekt finns i varje vinkraftverks maskinhus. Innan diodomriktaren finns en likriktare som likriktar den genererade spänningen från vinkraftverkets synkrogenerator och efter diodomriktaren behövs det ett lågpassfilter för att dämpa övertoner på tvåfassidan.

Från varje vinkraftverk ansluts två olika ledningar, en enfasledning till kontakledningsnätet och en trefasledning till hjälpkraftnätet. Efterkommande transformatorer, T1 och T2 i Figur 6.1, transformerar spänningen till rätt nivå för respektive nät. Med hjälp av två effektbrytare, E1 och E2 i Figur 6.1, är det möjligt att koppla om varje enskilt vindkraftverk mellan kontaktledningsnätet och hjälpkraftnätet.

Omkoppling mellan de två olika näten kommer dock inte att göras på daglig basis. Trafikbelastningen längs linjen i detta projekt, Botniabanan, är relativt konstant sett både under dygnet och under året. Möjligheten finns att under vintertid använda vindparken till att spänningssätta hjälpkraftnätet som då har en högre inkopplad effekt på grund av växelvärmare. Hjälpkraftnätets effektförbrukning utgör bara en liten del av vinkraftanläggningens totala kapacitet, även med växelvärme ansluten. Ett alternativ är att ett eller två vindkraftverk ansluts till hjälpkraftnätet under vintertid. Möjligheten med omkoppling kan också användas för service och underhåll på de längs linjen inkopplade omriktarstationer (kontaktledningsnätet) och transformatorer (hjälpkraftsnätet).

Vindkraftparken som ska generera 20 MW kommer att kräva en area på minst 1x2 km och dess placering har valts i närheten av järnvägssträckan som ska förses med effekt. Vindkraftverket som har beskrivits i projektet, WWD-3, har redan en tolvpulst-tyristorbrygga installerad i nacellen men i detta projekt är det tänkt att den ska bytas ut till en diodomriktare.

I den del av rapporten som behandlar transformatorerna utreds möjligheten med en gemensam transformator för de olika frekvenserna. Problemet med att använda en transformator för två olika frekvenser är att kärnan i transformatorn måste vara mycket större vid de lägre frekvenserna vilket bland annat leder till högre förluster. Det finns alltid förluster hos transformatorer och frågan om det ska användas en transformator med två sekundärlindningar eller två olika transformatorer vid varje vindkraftverk får olika svar beroende på vem som betalar vad

Referenser

ABB (2007) ”XLPE Cable Systems, User’s guide, rev. 2”, ABB’s high voltage cable unit in Sweden

ABB(2011) ANSI Dead Tank Vacuum Magnetic Circuit Breaker R-MAG,<http://www.abb.se/product/db0003db004279/c125739900636470c125730000454380.aspx?productLanguage=se&country=SE&tabKey=2> (2011-04-13)

ABB(2011) ANSI Dead Tank Vacuum Mechanical Circuit Breaker Type V,
<http://www.abb.se/product/db0003db004279/c125739900636470c125730000484332.aspx?productLanguage=se&country=SE&tabKey=2> (2011-04-13)

ABB(2011) E3H 2500 PR121/P-LI In=2500A 3p F HR,
<http://www.abb.se/product/seitp329/312d95754915969ac1256f7000366671.aspx?tabKey=2&app=9AAG1827&lc=sv&cc=SE&cid=9AAC100086&sdl=True&gid=ABB1SDA056464R1&ajs=Build#downloads> (2011-04-18)

Adtranz Sweden(1996) DTH 96600 ELD: Beskrivning Eldsberga omriktarstation

Banverket (1993) Föreskrift BVF 543.13111: 12-24 kV, trefas Effektbrytare inklusive manöverdon (2011-04-06)

Banverket (2003) Handbok BVH 543.16001: Beskrivning av olika utförande på mobila omformare samt teknisk data. Version 1

Banverket (2006) El-dokument EL 06/45: Lärobok kontaktledning, Introduktion.

Banverket (2007) Järnvägens elanläggning. Trafikverket.
http://www.trafikverket.se/PageFiles/10170/jarnvagens_elanlaggningar.pdf (2011-03-30)

Banverket (2007) Rapport 07-42: Energidebitering för tåg.

Biedermann, N (2010) Banmatningssystem förhöghastighetsjärnvägar, Stockholm: Kungliga tekniska högskolan (Examensarbete vid Institutionen för tillämpad IT)

Botniabanan (2011). <http://www.botniabanan.se> (2011-04-06)

Botniabanan AB (2006) E8421: Bygghandling

Botniabanan Historik (2011) <http://www.botniabanan.se/Forstasidan-Historia/> (2011-04-06)

Electrabel (2011) http://www.electrabel.be/small_b2c/electricity_gas/electricity_green.aspx (2011-05-09)

Hallenius, K-E. (1972) Elektriska maskiner. Lund: Gleerup

Institutionen för Energi och miljö (2009) Elteknik[kompendium], Göteborg: Chalmers tekniska högskola
Thorborg, K. (1993) Power Electronics – In Theory and Practice. Lund: Studentlitteratur.

Liten Vindkraft (2009) <http://www.litenvindkraft.se/nollplan.php> (2011-03-30)

Mohan, N. (2003) Power Electronics, Converters, Application and Design. Third Edition. United States of America: Wiley.

Norrtåg AB VåraTåg (2011) <http://www.norrtag.se/page105948.html> (2011-04-06)

Notisum Lagbok (2011) <http://www.notisum.se/Pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/19980899.htm> (2011-03-30)

Nordling, C, Österman, J (1980) Physics Handbook, for science and engineering. Lund: studentlitteratur AB

SJ Våra Tåg (2011) <http://www.sj.se/sj/jsp/polopoly.jsp?d=18253&l=sv> (2011-04-06)

Trafikverket Tåg Plan (2011) <http://www.trafikverket.se/Foretag/Trafikera-och-transportera/Trafikera-jarnvag/Tagplan/Tagplan-2011/> (2011-04-06)

Uppsala universitet (2008) <http://www.geo.uu.se/luva/default.aspx?pageid=13152&lan=0> (2011-03-30)

Vattenfall (2011) <http://www.vattenfall.se/sv/fragor-och-svar-vindkraft.htm> (2011-03-31)

Vindlov (2009) <http://www.vindlov.se> (2011-03-30)

Vindlov Kartstöd (2010) <http://www.vindlov.se/sv/Kartstod/> (2011-04-20)

VG Power (2011) Modernisering av kraftmatning till järnvägen.
<http://www.vgpower.com/sv/Nyhetsarkiv/Visanyhet/tabid/78/ArticleId/35/Modernisering-av-kraftmatning-till-jarnvagarna.aspx> (2011-03-30)

WinWinD (2011) <http://www.winwind.com/en/offering/3-mw/> (2011-04-18)

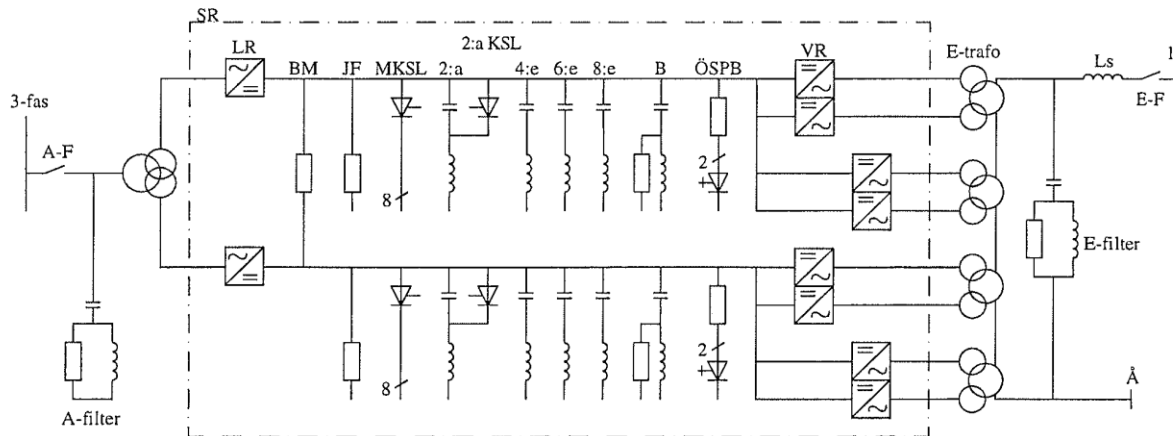
WWD-3 (2011): Advanced Grid Features

Östlund, S, Elektrisk Traktion, (Järnvägsgruppen KTH, Institutionen för Elektrotekniskasystem, Stockholm 2005). Citerad i Niklas Biedermann (2010) Kriterier för spänning i banmatningsnät. https://eeweb01.ee.kth.se/upload/publications/reports/2010/XR-EE-EME_2010_002.pdf ss 13 (2011-03-13)

Adtranz Sweden(1996) DTH 96600 ELD: Beskrivning Eldsberga omriktarstation

Appendix A

A.1 Kretsschema över en statisk omriktare



Figur 2.1.a Huvudkrets

A-F	Trefasbrytare
A-filter	Trefasfilter
SR	Strömriktare
LR	Likriktare
BM	Balanseringsmotstånd mellanled
JF	Jordfelsskydd
MKSL	Mellanledskortslutare
2:a	2:a tonsfilter
2:a KSL	2:a tonsfiltrets kortslutare
4:e	4:e tonsfilter
6:e	6:e tonsfilter
8:e	8:e tonsfilter
B	Bredbandsfilter
ÖSPB	Överspänningsbegränsare
VR	Växelriktare
E-trafo	Enfastransformator
E-filter	Enfasfilter
Ls	Seriereaktor
E-F	Enfasbrytare
Å	Återledarskena

Adtranz Sweden(1996) DTH 96600 ELD: Beskrivning Eldsberga omriktarstation

A.2 Information om amorft stål

Amorft stål

Ett kärnmaterial som sänker transformatorförlusterna med 40-70 %.

Framtiden går mot energieffektivisering och miljövänligare lösningar. Energieffektivisering behövs för att vi ska lyckas minska våra koldioxidutsläpp i den utsträckning som behövs.



Amorft stål i transformatorkärnan betyder:

- Ingen kristallstruktur, vilket ger en lättare och snabbare magnetisering som reducerar kärnförlusterna signifikant.
- Lägre mättnadsinduktion än vanlig kärnplåt, p.g.a. närvaro av icke-magnetiskt bär. Induktionen begränsas till ~1.35 T mot standardplåt som har upp till 1.8 T.
- Ljudnivåer är 3 – 5 dB högre än med vanlig kärnplåt, p.g.a. icke kristallisk struktur, men är under ljudnivåkraven enligt global standard.
- Energibolagstester på transformatorer med amorfa kärnor de senaste 20 åren visar på ingen försämring av kvaliteterna över tiden.

Ekonomiskt betyder detta:

- Energieffektivisering och ökad effektivitet
 - tomgångsförluster 40 - 70% lägre än med vanlig kärnplåt.
 - verkningsgraden ökar med 0,5-1% beroende på effekten.

- Lägre TotalOwnershipCost (TOC)
 - kontinuerlig och garanterad energibesparing från start.
- Minskande generering
 - för att möta ökande efterfrågan.
 - miljömässiga fördelar från lägre emissioner.
- Mindre värme genereras, p.g.a. lägre förluster
 - leder till en fördelaktig reduktion av kylbehov och kylvätskor.
- Besparingar kräver inget nytt agerande
 - från användaren, ej heller någon uppoffring av komfort.
- Amorft material kan återvinnas och återanvändas

Möjligheterna att kombinera mycket låga kärnförluster med låga lindningsförluster ger transformatorapplikationer med mycket bättre livslängdsekonomi och kortare pay-off tider.